

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»

Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Кафедра теоретической и прикладной механики

МАГИСТЕРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Анализ ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны	
УДК 622.24.053:539.411.5	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Муратов Олег Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой	Ковалев А.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	к.э.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
БС	Ковалев А.В.	к.т.н.		

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 15.03.02 «Технологические машины и оборудование»
Профиль подготовки: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ РАБОТЫ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Муратову Олегу Владимировичу

Тема работы:

Анализ ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

01.06.2018 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Диаграммы технологических параметров бурения, отчеты инженера наклонно-направленного бурения за долбления.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none">1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области;2. Анализ ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны, с выработкой

	рекомендаций по снижению уровня данных нагрузок; 3. Финансовый менеджмент; 4. Социальная ответственность; 5. Выводы по работе.
Перечень графического материала	Схемы компоновок низа бурильной колонны; Диаграммы технологических параметров процесса бурения.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Макашева Ю.С.
Социальная ответственность	Задорожная Т.А.
Иностранный язык	Стрельникова А.Б.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Методы и средства для измерения и регистрации ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны. Классификация ударно-вибрационных нагрузок и последствия их воздействия на компоновку низа бурильной колонны.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	1.02.2018
---	-----------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой	Ковалев А.В.	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Муратов Олег Владимирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Муратову Олегу Владимировичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Бурение скважин
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01. Нефтегазовое дело Профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет стоимости выполняемых при исследованиях работ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций и др.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности практического применения выводов, полученных в результате проведенных исследований

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Линейный календарный график выполнения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.04.2018
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Муратов О.В.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Муратов Олег Владимирович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Кафедра	Бурения скважин
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования являются ударно-вибрационные нагрузки на компоновку низа бурильной колонны. За снижение уровня данных нагрузок ответственен инженер по наклонно-направленному бурению, рабочим местом которого является станция наклонно-направленного бурения.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности.</p>	<p>В качестве рабочего места будет рассмотрена станция наклонно-направленного бурения, на данном рабочем месте присутствуют следующие вредные и опасные факторы:</p> <p>Потенциальные физические опасные и вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. <p>Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение и монотонность труда). <p>Необходимо приведение допустимых норм с необходимой размерностью;</p> <p>Необходимо описать предлагаемые средства защиты (сначала коллективной</p>
--	--

	защиты, затем – индивидуальные защитные средства).
2. Экологическая безопасность:	Необходимо определить возможные выбросы вредных веществ, вырабатываемых при работе офиса наклонно-направленного бурения и проанализировать воздействие этих выбросов.
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее типичной чрезвычайной ситуацией может стать возникновение пожара.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Необходимо привести специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	04.04.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Т.А.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Муратов О.В.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль подготовки: «Бурение нефтяных и газовых скважин»
Уровень образования: Магистратура
Кафедра Бурения скважи
Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.05.2018 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
25.03.18	<i>Теоретическая часть работы</i>	50
22.05.18	<i>Аналитическая часть работы</i>	40
7.06.18	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Страший преподаватель	Епихин А.В.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Бурения Скважин	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 с., 20 рис., 10 табл., 76 источников, 1 прил.

Ключевые слова: ударно-вибрационные нагрузки, компоновка низа бурильной колонны, скорость вращения бурильной колонны, осевая нагрузка на долото, акселерометр, магнитометр, наклонно-направленное бурение, механическая скорость проходки.

Объектом исследования является компоновка низа бурильной колонны.

Цель работы – исследование различных факторов, таких как параметры бурения (осевая нагрузка на долото, скорость вращения бурильной колонны), дизайн КНБК (количество калибраторов, их размер, расстояние друг от друга, тип долота и т. д.) и др. на уровень ударно-вибрационных нагрузок осевого, скручивающего и поперечного типа на КНБК.

Задачи:

- Анализ и систематизация данных по уровню ударно-вибрационных нагрузок на КНБК;
- Выработка рекомендаций по параметрам бурения, дизайну КНБК для снижения уровня ударно-вибрационных нагрузок.

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены типы ударно-вибрационных нагрузок, факторы, оказывающие на них влияние, способы их измерения, собрана база данных, полученных при бурении реальных скважин. Проведен анализ и созданы рекомендации по снижению ударно-вибрационных нагрузок разных типов на КНБК.

Пояснительная записка к данной магистерской диссертации была выполнена с использованием редактора Microsoft Word 2016.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 14169 - 93 «Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний»

ГОСТ 12.2.062 - 81 «Оборудование производственное. Ограждения защитные»

ГОСТ 12.1.029 - 80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация»

ГОСТ 26568 - 85 «Вибрация. Методы и средства защиты. Классификация»

ПБ 12-368 - 00 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»

СанПиНом 2.1.7.722 - 98 «Гигиенические требования к устройству и содержанию полигонов для твердых бытовых отходов»

НОСТ РФ 53683-2009 (ИСО 13535:2000) «Нефтяная и газовая промышленность. Буровое и эксплуатационное оборудование. Оборудование для спуско-подъемных операций».

Сокращения:

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УВН – ударно-вибрационные нагрузки;

ННБ – наклонно-направленное бурение;

МСП – механическая скорость проходки.

Оглавление

Введение.....	12
1. Обзор литературы.....	13
1.1 Методы и средства для измерения и регистрации ударно-вибрационных нагрузок на КНБК.....	13
1.1.1 Косвенные методы оценки уровня УВН на КНБК.....	13
1.1.2 История развития технических средств для измерения уровня УВН на КНБК	14
1.1.3 Современные технические средства для измерения уровня УВН на КНБК	25
1.2 Классификация ударно-вибрационных нагрузок и последствия их воздействия на КНБК.....	25
1.2.1 Осевые (Продольные) УВН.....	25
1.2.2 Крутильные (Скручивающие) УВН.....	26
1.2.3 Поперечные (боковые)УВН.....	28
1.3 Способы снижения уровня ударно-вибрационных нагрузок на КНБК ...	32
1.3.1 Демпфирующие устройства.....	32
1.3.2 Подбор параметров бурения.....	37
1.3.3 Дизайн КНБК.....	38
2. Методика проведения исследования.....	40
2.1 Подбор данных для анализа УВН на КНБК	40
2.2 Формат исходных данных, использованных для анализа УВН на КНБК.....	41
3. Анализ влияния различных факторов на уровень УВН на КНБК.....	43
3.1 Анализ влияния различных факторов на уровень скручивающих УВН на КНБК	43
3.1.1 Анализ влияния типа промывочной жидкости на уровень скручивающих УВН.....	43
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	49

4.1 SWOT-а анализ.....	49
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	54
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	54
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	54
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	55
4.2.4 Затраты на приобретение лицензии на программное обеспечение.....	59
4.2.5 Затраты по основной заработной плате.....	59
4.2.6 Затраты на единовременные выплаты в связи со сдачей этапа ...	61
4.2.7 Отчисления во внебюджетные фонды	61
4.2.8 Накладные расходы.....	62
4.2.9 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	62
4.3 Обоснование эффективности проекта.....	63
5. Социальная ответственность.....	65
5.1 Описание рабочего места на предмет возникновения опасных и вредных факторов, вредного воздействия на окружающую среду.....	65
5.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой	
5.2.1 Освещенность рабочего места работника.....	67
5.2.2 Воздействие шума на рабочем месте.....	69
5.2.3 Электромагнитное излучение на рабочем месте.....	69
5.2.4 Показатели микроклимата.....	71
Заключение.....	72
Список использованных источников.....	73
Приложение I.....	81

Введение

Вопрос ударно-вибрационных нагрузок на КНБК был актуальным с самого начала развития бурения, но если в 60-е годы основной причиной для снижения уровня ударно-вибрационных нагрузок служила проблема преждевременного износа долота, то в настоящее время, учитывая постоянно растущее количество приборов с электронными компонентами в КНБК, все более актуально встает вопрос о снижении уровня ударно-вибрационных нагрузок на КНБК для предупреждения выхода таких приборов с электронными компонентами из строя.

Помимо пагубного воздействия на оборудование повышенный уровень УВН приводит к снижению МСП, так как энергия, передаваемая с поверхности на забой тратится не на разрушение горной породы а на колебания и вибрации КНБК. При бурении на Азнакаевской, Аркаевской, Абдрахмановской и Павловской площадях при использовании одного и того же долота 215.9 мм СН44MRS из-за эксцентричного вращения долота на забое были получены совершенно несопоставимые величины проходки на долото, как, например, 26 м против 154, 194, 241 и 147 м [57].

Высокие УВН так же затрудняют процесс ННБ особенно при использовании роторных управляемых систем, чрезмерные колебания и неравномерность вращения электронного модуля не позволяют ему стабилизироваться в нужном положении, что в свою очередь не позволяет роторной управляемой системе отклоняться в нужном направлении. Из-за затрудненности ориентации электронного модуля при высоких ударно-вибрационных нагрузках так же возникают сложности с азимутальным каротажом в процессе бурения.

Все перечисленные выше факторы делают вопрос изучения УВН на КНБК весьма актуальным.

Целью данной работы является анализ влияния различных факторов на уровень ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны и выработка рекомендаций по их снижению.

1. Обзор литературы

Работ посвященных теме УВН на КНБК в отечественных источниках по сравнению с зарубежными не так много, но в последнее время наметилась тенденция на увеличение количества отечественных работ по данной теме.

Первые отечественные исследования УВН были проведены в 70-х годах, Армянинов Г.Ф. и Кулябин Г.А. исследовали влияние резонансных явлений в бурильной колонне на работу долота, Тимофеев Н.С. и Ворожбитов М.И. разрабатывали первые устройства для регистрации вибраций на забое. Много исследований проводятся на базах таких крупных нефтесервисных компаний как Халлибертон, Шлюмберже и Бейкер Хьюз, наличие обширных баз данных собранных с помощью телесистем, приборов каротажа в процессе бурения и роторных управляемых систем, производимых этими компаниями, позволяет им проводить более детальные исследования.

В данной главе будут рассмотрены типы УВН на КНБК, последствия воздействия каждого типа, методы и техника для регистрации УВН и история их развития.

1.1 Методы и средства для измерения и регистрации ударно-вибрационных нагрузок на КНБК

До момента когда появились первые технические устройства для регистрации УВН на КНБК, использовались косвенные методы оценки по характеру вибраций бурильной колонны на поверхности.

1.1.1 Косвенные методы оценки уровня УВН на КНБК

Санников Р.Х. в своих ранних работах указывает, что по характеру вращения колонны на поверхности с определенной долей вероятности удавалось оценить степень износа долота а временами и даже момент слома шарошки [19]. Подобными методами оценки УВН на КНБК пользовались китайские исследователи, при бурении на месторождениях на северо-западе Китая [16].

Кулябин Г.А., по данным крутящего момента на поверхности косвенно оценивал крутильные колебания бурильного инструмента в скважине [13].

Достаточно точно можно оценить уровень УВН на КНБК по колебаниям инструмента при бурении верхних секций, за счет того что длины колонны недостаточно для того чтобы колебания возникающие на забое полностью затухали в колонне, большая часть энергии доходит до поверхности, в результате чего визуально можно наблюдать осевые колебания колонны. Векерик В.И. по данным колебаний верхней части бурильной колонны определял динамическую составляющую осевой нагрузки на долото [8].

По характеру и уровню шума, издаваемого верхним приводом, при определенных условиях, так же представляется косвенно оценить тип и уровень УВН на КНБК [SLB].

С увеличением глубины все больше и больше энергии затухает в бурильной колонне и колебания на поверхности становятся все менее заметны. Появляется острая необходимость в измерении уровня УВН на КНБК на забое, что не представляется возможным без применения специальных технических устройств.

1.1.2 История развития технических средств для измерения уровня УВН на КНБК

Одним из первых технических устройств для измерения уровня УВН на КНБК является, запатентованный Тимофеевым Н.С., Ворожбитовым М.И. и Бергштейном О.Ю. в 1970-м году, забойный прибор для записи вибрации низа бурильной колонны [40].

Данный прибор состоит из корпуса с записывающим элементом, барабана и керноприемного стакана с керноудерживающим устройством. Для повышения точности измерения прибор снабжен подпружиненным сердечником, жестко соединяющим барабан для записи с керноприемным стаканом и связанным с корпусом связным элементом.

На рисунке 1 представлен чертеж прибора. Прибор состоит из корпуса 1, записывающего элемента 2, барабана для записи 3, связанного подпружиненным штоком 4 с кернаприемным стаканом 5, в котором находится кернаудерживающее устройство 6. Шток в свою очередь связан с корпусом прибора срезным элементом 7. В процессе бурения скважины керн поступает в кернаприемный стакан, воздействует на его корпус, заставляет последний, перемещаясь вверх, срезать срезной элемент. Дальнейшее бурение будет происходить с перемещением корпуса прибора вместе с записывающим элементом вниз относительно подпружиненного штока и барабана. При этом все колебания низа бурильной колонны записываются на барабан записывающим элементом.

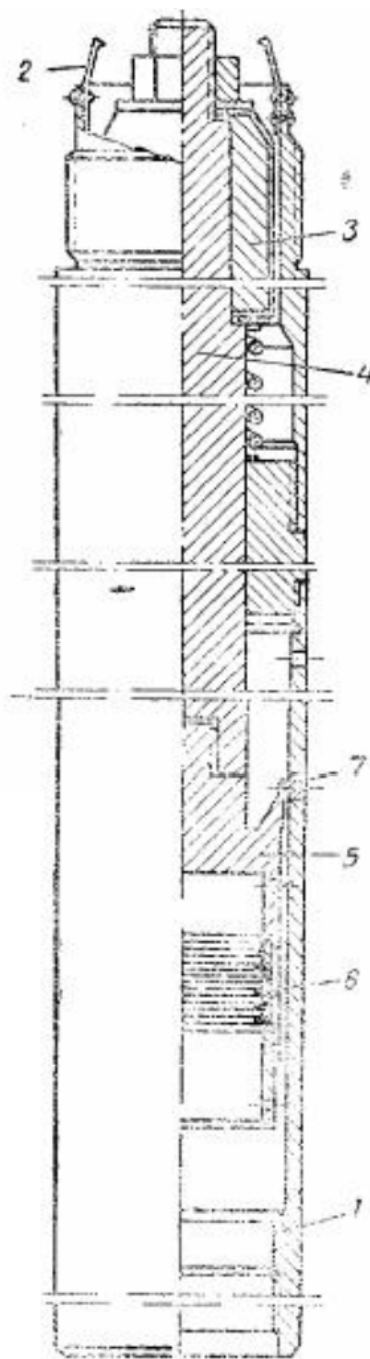


Рисунок 1. Забойный прибор для записи вибрации низа бурильной колонны:

1 – корпус; 2 – записывающий элемент; 3 – барабан для записи; 4 – подпружиненный шток; 5 – кернаприемный стакан; 6 – керноудерживающее устройство; 7 – срезной элемент.

Также был использован электромагнитный способ регистрации вибрации бурильных труб на устье скважины и датчик для его осуществления [61].

Датчик для регистрации вибрации бурильных труб на устье скважины содержит корпус, чувствительный элемент для снятия информационного сигнала с вращающейся трубы, выполненный в виде катушки индуктивности, концентрически расположенной относительно буровой трубы и источник подачи энергии, выполненный в виде катушки индуктивности, расположенной концентрически снаружи чувствительного элемента.

Принцип работы заключается в следующем. Вибрации, вызванные работой породоразрушающего инструмента 1 на забое скважины, приводимого во вращение и поступательное движение буровым станком 2, распространяются в виде упругих механических колебаний по колонне бурильных труб 3 и устью скважины эти вибрации воспринимаются датчиком магнитного поля вибрирующих доменов, амплитуда, форма и частота которых определены амплитудой, формой и частотой механических колебаний бурильных труб на устье скважины. Эти колебания поступают на усилитель и регистрирующее устройство. Намагничивание металла трубы в месторасположения сигнальной катушки увеличивает магнитный момент доменов, что увеличивает электродвижущую силу в сигнальной катушке, т. е. увеличивается чувствительность измерения.

Недостатком этого устройства является отсутствие надежной защиты от помех и существенное влияние на его стабильную работу климатического и температурного фактора. Устройство имеет недостаточную точность и глубину исследования.

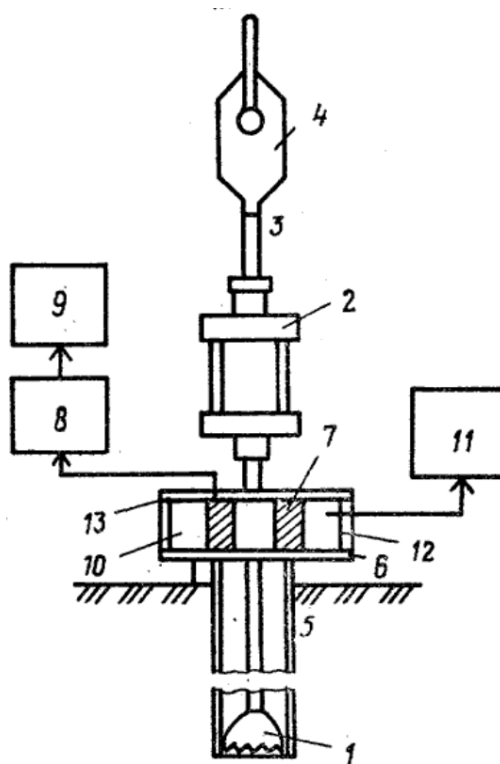


Рисунок 2. Структурная схема устройства регистрации и буровая установка:

1 – породоразрушающий инструмент; 2 – буровой станок; 3 – колонна бурильных труб ; 4 – вертлюг; 5 – обсадная колонна; 6 – датчик; 7 – первичная обмотка; 8 – усилитель; 9 –регистрирующее устройство; 10 – вторичная обмотка; 11 – источник постоянного тока; 12 – цилиндрическая обечайка; 13 – шайба.

Так же для регистрации продольных колебаний распространяющихся по бурильной колонне в процессе бурения используются пьезометрические устройства, рассмотрим принцип действия одного из них [58].

Устройство содержит основание, жестко связанное с вертлюгом, цилиндрический корпус, в котором размещены усилитель электрических сигналов и по крайней мере три датчика вибрации. Датчики расположены по радиусу под углом друг к другу, соединены между собой параллельно и связаны с основанием посредством виброгасящих прокладок. Усилитель электрических сигналов выполнен в виде согласующего трансформатора, первичная обмотка которого через фильтр нижних частот подключена к датчикам вибрации. Вторичная обмотка трансформатора подключена через герметичный разъем к регистрирующему устройству. При этом внутренняя поверхность корпуса и датчики покрыты звукопоглощающими оболочками. Свободный объем в корпусе заполнен герметизирующим материалов. Устройство регистарции вибраций представлено на рисунке 3.

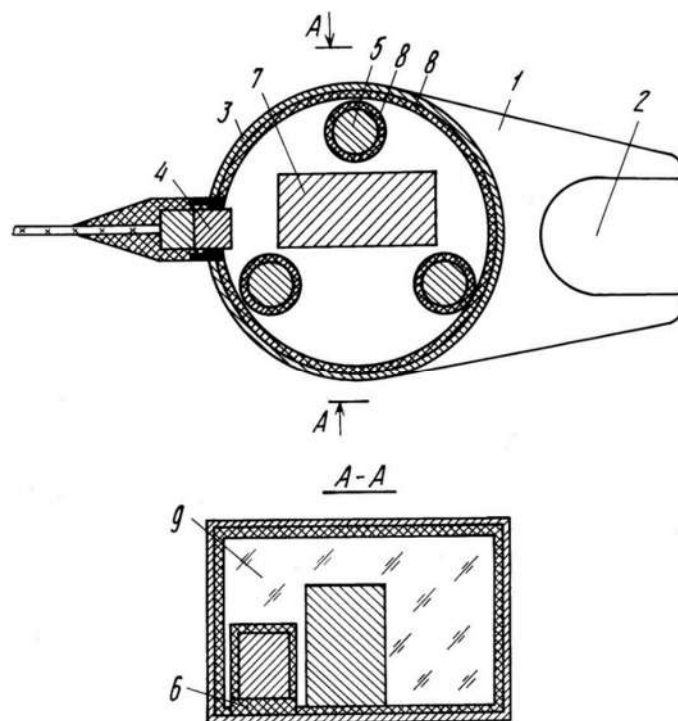


Рисунок 3. Чертеж устройства регистрации вибраций:

1 – основание; 2 – паз; 3 – цилиндрический корпус; 4 – герметичный выходной разъем; 5 – датчик вибрации; 6 – виброгасящие прокладки; 7 – согласующий трансформатор; 8 – звукопоглощающие оболочки; 9 – герметизирующий материал; 10 – фильтр нижних частот.

На рисунке 4 представлена электрическая схема подключения к регистрирующему устройству, параллельное соединения датчиков вибрации 5 и их подключение через фильтр нижних частот 10 к первичной обмотке согласующего трансформатора 7, вторичная обмотка которого через герметичный разъем 4 подключена через соединительный кабель к регистрирующему устройству.

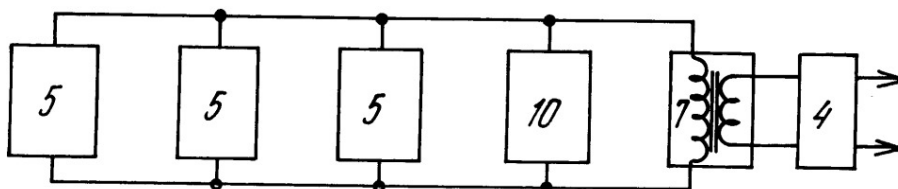


Рисунок 4. Структурная схема устройства регистрации:

4 – герметичный выходной; 5 – датчик вибрации; 7 – согласующий трансформатор; 10 – фильтр нижних частот.

Устройство работает следующим образом. Полезные колебания, являющиеся результатом взаимодействия каждого из зубцов бурового долота с разбуриваемой породой, распространяются по стволу буровой колонны до верхней ее части - вертлюга в виде упругих продольных колебаний. Эти колебания инициируют собственные низкочастотные колебания буровой колонны, имеющие также характер продольной волны.

Все эти упругие продольные колебания достигают верхней части буровой колонны - вертлюга и установленное на нем устройство. На вход датчиков вибрации 5 поступает сигнал, имеющий одинаковую амплитуду и фазу, который после преобразования в электрический сигнал суммируется на выходе

датчиков. Сигнал-помеха, который вызван работой бурового насоса, раскачиванием буровой вышки и бурильной колонны, приводит к раскачиванию площадки вертлюга, на которой жестко закреплено основание 1. В результате на вход датчиков устройства поступает сигнал, имеющий неодинаковую амплитуду и фазу вплоть до противоположной его полярности. Одномоментная регистрация датчиками вибрации полезного сигнала и помехи позволяет улучшить соотношение сигнал-помеха в пользу полезного сигнала. Далее зарегистрированный сигнал поступает на вход пассивного фильтра нижних частот 10, с помощью которого осуществляется коррекция амплитудно-частотной характеристики датчиков вибрации, отфильтровываются высокочастотные помехи, а через согласующий трансформатор 7 и герметичный выходной разъем 4 - на вход регистрирующей аппаратуры.

Как видно из приведенного выше обзора до недавнего времени использовались либо забойные механические регистраторы вибраций либо поверхностные пьезо и электромагнитные датчики. Не те и не другие не могут обеспечить достаточной точности и оперативности для измерения УВН нагрузок на КНБК, в настоящее время основным средством измерения и контроля уровня УВН на КНБК являются забойные электронные приборы, принцип действия которых будет рассмотрен в следующей главе.

1.1.3 Современные технические средства для измерения уровня УВН на КНБК

В настоящее время датчики регистрации УВН включены практически в каждый скважинный прибор, будь то прибор телеметрии, прибор каротажа в процессе бурения или роторно-управляемая система.

Принцип действия большинства современных датчиков УВН одинаков и отличается лишь установленными пределами [62].

Для измерения УВН нагрузок осевого и поперечного типов используются акселерометры, как правило за единицу измерения акселерометра принимается - 1 G – величина равная ускорению свободного падения. На рисунке 5 изображен

электронный модуль одного из приборов телеметрии с указанием нахождения акселерометров, также на этом рисунке указаны направления, в которых

акселерометры измеряют гравитацию, акселерометр A3 расположен параллельно оси прибора и измеряет уровень осевых УВН, акселерометры A1 и A2 расположены в плоскости перпендикулярной оси прибора и направлены перпендикулярно друг другу, с их помощью измеряется уровень поперечных УВН. В приборе каротажа в процессе бурения Ecoscope фирмы компании Шлюмберже для измерения УВН используется трехосный акселерометр [30].

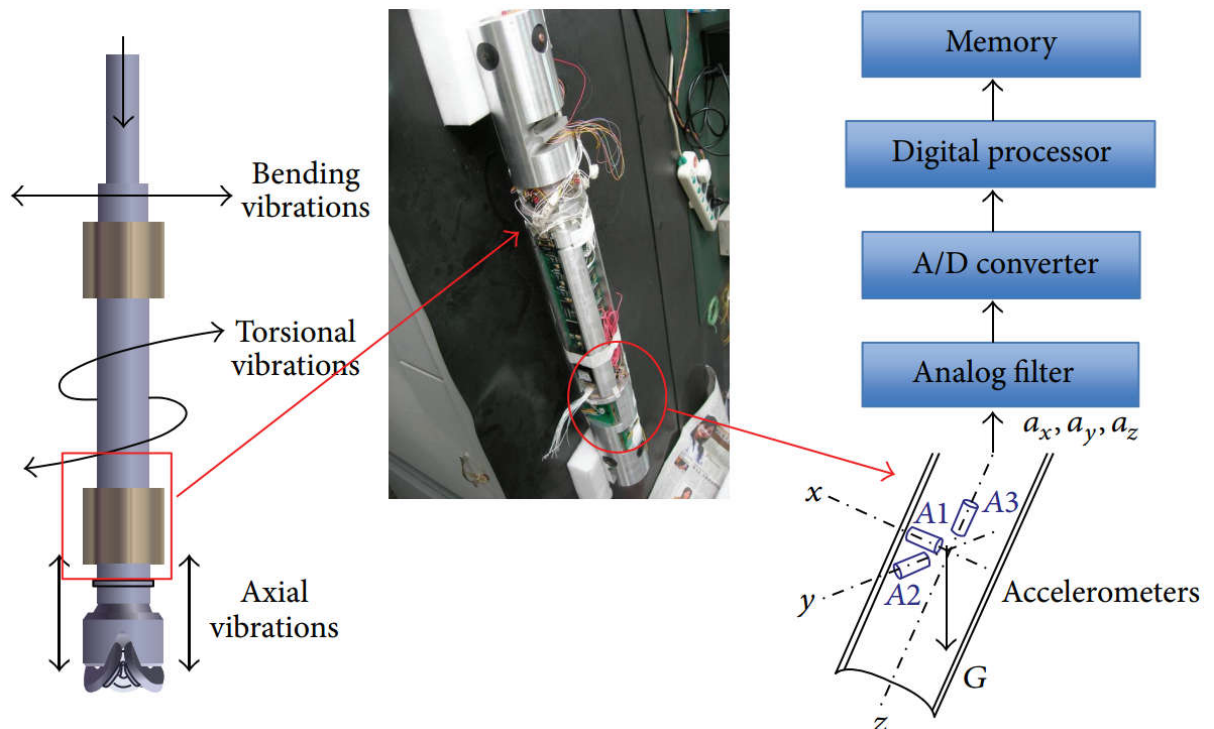


Рисунок 5. Электронный модуль прибора телеметрии с указанием нахождения акселерометров и алгоритма обработки данных УВН.

На уровень УВН нагрузок осевого и поперечного типа оказывают влияние два фактора, амплитуда, измеренная в G и частота с которой КНБК испытывает воздействия.

Для разных приборов, в зависимости от их конструктивных особенностей устанавливается своя градация уровней УВН, в зависимости от амплитуды воздействия (измеренной в G) и частоты этого воздействия (измеренной в кол воздействия за единицу времени), например для приборов телеметрии «Геолинк» автоматически производится подсчет воздействий, величина которых превышает 25 G, за промежуток времени 16 секунд и по количеству таких воздействий определяется уровень УВН:

- Нормальный уровень УВН (код 0) - < 64 воздействий / 16 секунд

Условия бурения безопасны для долговременного применения КНБК;

- Предупреждение (код 1)- от 64 до 400 воздействий / 16 секунд

Условия бурения могут наносить ущерб КНБК при длительном непрерывном появлении этого уровня вибраций и ударов;

- Опасный (код 2) - > 400 воздействий / 16 секунд

Условия бурения крайне опасны для КНБК и могут повредить оборудование если не изменить параметры бурения немедленно [64].

Известны приборы с установленным уровнем 25 G, некоторые приборы регистрируют УВН на двух пределах (25 и 50 G) для более комплексного анализа УВН.

Так же имеет место такое понятие как накопленные УВН, для каждого типа забойных приборов накоплена статистика, при каком количестве воздействия УВН на скважинный прибор вероятность отказа данного прибора возрастает, при достижении данного показателя рекомендуется обслужить прибор в специализированных мастерских, при этом проводится полная диагностика, проверка функциональности и замена всех необходимых расходных материалов, что в конечном итоге помогает снизить вероятность выхода прибора из строя.

Оценка уровня крутильных УВН производится по измерению мгновенной скорости вращения прибора телеметрии на забое, что в свою очередь измеряется с использованием магнитометров, установленных в приборе, как правило используются 3 магнитометра направленных перпендикулярно друг другу.

Измерение скорости вращения прибора в обсадной колонне затруднительно, так как магнитная интерференция оказывает значительное влияние на показания магнитометров. При постоянном измерении мгновенной скорости вращения прибора а соответственно и всей КНБК появляется возможность оценивать неравномерность вращения - разницу между максимальным и минимальным значениями вращения КНБК за 40 секунд [30].

1.2 Классификация ударно-вибрационных нагрузок и последствия их воздействия на КНБК

В настоящее время в открытом доступе имеется широкий круг работ, посвящённых вибрациям буровой колонны, большинство из них разделяют одну точку зрения на вопрос классификации УВН на КНБК, согласно [56], вибрации буровой колонны делятся на:

- Осевые (продольные) колебания;
- Крутильные (торсионные) колебания;
- Поперечные (изгибные) колебания.

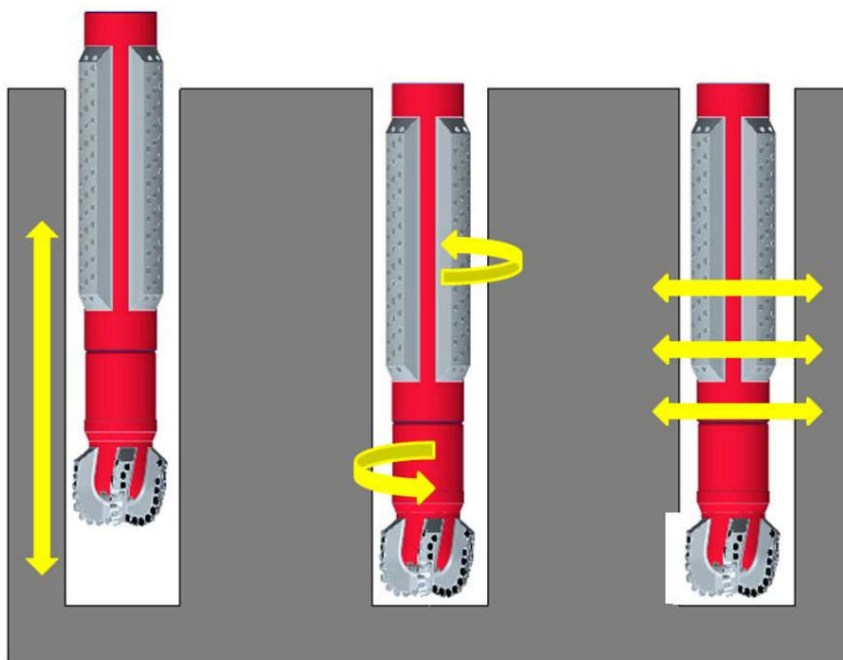


Рисунок 6. Типы УВН на КНБК:

1 – осевые; 2 – крутильные; 3 – поперечные.

1.2.1 Осевые (Продольные) УВН

Осевая вибрация соответственно и осевые УВН на КНБК чаще всего возникает при смене горных пород, свойства которых значительно отличаются

друг от друга, а также при прохождении пропластков твердых пород. Как было отмечено раньше, в случае осевых УВН направление колебаний совпадает с осью вращения КНБК. Из-за цикличности значений осевой нагрузки накапливается дополнительная энергия, которая с одной стороны способствует разрушению горной породы, а с другой негативно действует на породоразрушающий инструмент и другие элементы КНБК. Это приводит к слому и преждевременному износу вооружения долота, выходу из строя подшипниковой секции винтовых забойных двигателей и элементов телеметрических систем и, как следствие, к снижению ресурса всего скважинного инструмента. Осевые колебания имеют частоту 1 – 10 ГЦ, а скорость их затухания напрямую зависит от веса КНБК и ее жесткости [2]. Следовательно, для уменьшения амплитуды осевых колебаний в КНБК включают дополнительные утяжеленные трубы, калибраторы и т.д. Однако одно только увеличение веса КНБК без изменения режимов бурения может привести лишь к увеличению ударного импульса. В связи с этим при появлении высокоамплитудных осевых вибраций следует увеличить нагрузку на долото и уменьшить скорость вращения бурильной колонны. В случае осевых УВН демпфирующие устройства, амортизаторы и виброгасители дают наибольший эффект, нежели при их применении для снижения уровня УВН других типов УВН [56].

1.2.2 Крутильные (Скручивающие) УВН

Крутильная вибрация соответственно и УВН крутильного типа представляет собой неравномерное вращение бурильной колонны, вызванное резкими ускорениями и замедлениями при ее вращении. Долото приостанавливается (длительностью порядка десятых долей секунды) с равной периодичностью, что вызывает рост крутящего момента и скручивание всей колонны. При превышении момента скручивания над моментами сопротивления резания породы и момента сил трения о стенки скважины происходит резкое ускорение долота - проскальзывание, когда его угловая скорость резко возрастает (в 2 - 3 раза). Длительность такого процесса временами достигает

нескольких секунд, а максимальная интенсивность колебаний происходит в нижней части колонны. Частота таких колебаний обычно не превышает 1 Гц [2]. Характерными признаками проявления крутильных УВН является: слом вооружения долота, особенно в зоне, образующей диаметр стенок скважины; усталостный износ резьбовых соединений вследствие их перетяжки повышенным моментом и риск отворота и полета забойного оборудования в скважину.

Как говорилось выше, чаще всего крутильная вибрация возникает при работе с PDC-долотами. При этом выбор долота с большой агрессивностью, обусловленный стремлением снизить затраты времени на бурение, может привести к нарушению баланса между жесткостью бурильной колонны и реактивным моментом от горной породы, что в свою очередь ведет к выходу за пределы зоны стабильного бурения и возникновению скручивающих вибраций. Тот же процесс происходит и при неверно подобранных параметрах бурения, когда при слишком высокой осевой нагрузке на долото и низкой скорости вращения долота происходит излишнее заглубление вооружения в породу за один оборот. Стоит отметить, что вероятность возникновения скручивающих вибраций увеличивается с ростом глубины и зенитного угла скважины, а также при прохождении пропластков твердых пород.

Гашение скручивающих вибраций также происходит за счет рассеивания энергии по элементам бурильной колонны, находящимся над долотом, и общим сопротивлением трения о стенки скважины. Но основным методом снижения уровня скручивающих УВН является изменение режима бурения. Для этих целей ограничивают осевую нагрузку на долото и повышают скорость вращения колонны. Также возможно применение забойных двигателей большей заходности и включение в состав КНБК демпфирующих устройств, работающих в тангенциальном направлении. Благодаря тому что подобные демпферы создают дополнительную эластичность колонны, главной задачей их применения становится снижение уровня тангенциальных ударных нагрузок на вооружение долота. Во многих случаях это оправдано при бурении на больших

глубинах, когда ресурс породоразрушающего инструмента более важен чем скорость проходки.

1.2.3 Поперечные (боковые) УВН

Поперечная вибрация представляет собой маятниковое движение в направлении, перпендикулярном оси скважины. Высокие знакопеременные изгибные напряжения служат причиной порядка 75 % отказов скважинного оборудования и аварий [30]. В результате такого поперечного движения одновременно с вращением бурильной колонны возникает такое явление как завихрение. Под завихрением понимается самоподдерживающееся эксцентричное вращение колонны или ее части вокруг точки, отличной от ее геометрического центра. Необходимо отметить, что завихрение может происходить в обоих направлениях, как часовой стрелке, так и против, причем это направление может постоянно меняться [4]. Такой процесс ведет к спиралеобразному увеличению диаметра ствола скважины. Различают завихрение долота и завихрение КНБК, имеющие частоту колебаний от 5 до 100 Гц и от 5 до 20 Гц соответственно [5]. Для решения этой проблемы необходимо изменить режим бурения в следующем порядке: понизить скорость вращения колонны и увеличить осевую нагрузку на долото. Причем эти корректировки проводятся только после полной остановки колонны.

Завихрение одного элемента КНБК часто переходит в завихрение другого, при этом может сопровождаться скручивающей вибрацией высокой частоты. Завихрения КНБК могут происходить в прямом, обратном и хаотичном направлении, в этом случае происходит постоянное изменение направления вращения КНБК.

Завихрения долота могут возникать при прохождении мягких, рыхлых и трещиноватых пластов или при расширении ранее пробуренной скважины. Также причиной их появления может стать использование забойного двигателя с углом перекоса или долота с высокой боковой зарезной

способностью. В случае данного типа вибраций резцы долот PDC подвергаются многократным ударным нагрузкам вследствие того, что лопасти долота поочередно соприкасаясь со стенками скважины, становятся мгновенным центром вращения долота и формируют многоугольное сечение скважины (рисунок 7). При этом сечение имеет число вершин на одну единицу больше количества лопастей долота.



Рисунок 7. Многоугольное сечение скважины, образованное завихрением долота.

С данной проблемой можно справиться путем снижением скорости вращения колонны и увеличением осевой нагрузки на долото, эти корректировки так же необходимо проводить только после полной остановки колонны. Однако для достижения наибольшей стабильности бурения важно изначально правильно подобрать породоразрушающий инструмент. С этой целью предпочтение отдается сбалансированным долотам, у которых результирующая боковых сил резания сведена в сторону лопасти с развитой гладкой поверхностью, по форме повторяющей забой скважины. Как правило, на этой поверхности отсутствуют активные режущие

элементы. При вращении такое долото постоянно взаимодействует со стенками скважины своей «неагрессивной» частью лопасти, что исключает вероятность появления завихрений. Также с целью ограничения эксцентрического вращения используются наддолотные калибраторы, которые к тому же еще повышают жесткость КНБК. Трение о стенки скважины, недостаточная смазывающая способность промывочной жидкости, недостаточная жесткость компоновки – все это может послужить причиной возникновения эксцентричного вращения КНБК. В связи с этим длительное влияние этих факторов может стать причиной поломки гидравлических двигателей и другого забойного оборудования. При этом меры, предпринимаемые для борьбы с завихрением, и порядок их принятия зависят от того в каком направлении происходит завихрение.

На рисунке 8 представлена схема режимов бурения с указанием стабильной зоны бурения, зоны прямого и обратного завихрения а также зоны действия скручивающей УВН типа подклинка-проорот.

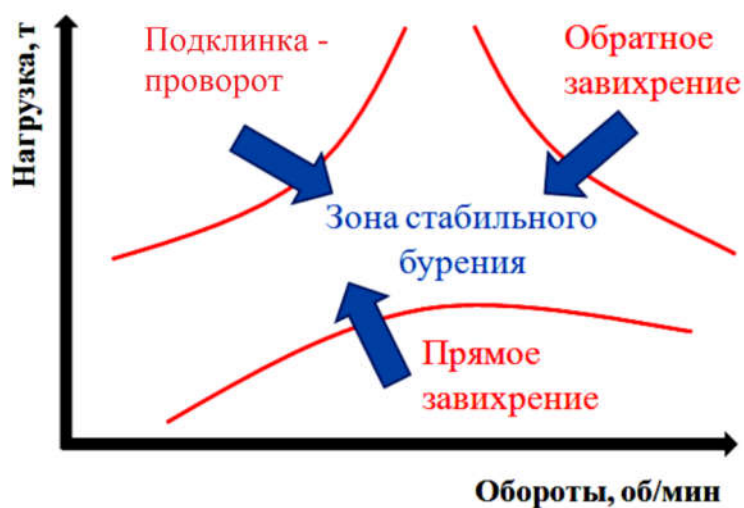


Рисунок 8. Схема поддержания режима бурения в зоне стабильного бурения.

Необходимо отметить, что для перехода из зоны с повышенным уровнем УВН в зону стабильного бурения требуется произвести полную

остановку вращения с отрывом инструмент от забоя скважины. В противном случае возможен быстрый и неконтролируемый переход режима бурения в другую область либо же возникновение комплексного колебательного движения.

1.3 Способы снижения уровня ударно-вибрационных нагрузок на КНБК

На уровень УВН оказывают влияние многие факторы, изменяя которые можно снизить уровень УВН на КНБК, но далеко не всегда есть возможность изменить каждый фактор, так например не представляется целесообразным поменять профиль ствола из за возросших УВН, ровно как и увезти ствол в другой пропласток из за литологии склонной к повышению УВН. Свойства бурового раствора так же рассчитаны и поддерживаются на определенных значениях для поддержания стабильности ствола и т.д., то есть поменять их для снижения уровня УВН так же не представляется целесообразным.

Для снижения УВН на КНБК могут применяться специальные демпфирующие устройства, такие как наддолотный калибратор; могут быть подобраны оптимальные параметры бурения, такие как скорость вращения бурильной колонны бурового раствора; также для снижения уровня УВН можно подобрать оптимальный дизайн КНБК с определенным количеством калибраторов, расположенных на определенном расстоянии, определенного размера и типа.

1.3.1 Демпфирующие устройства

Большинство демпфирующих устройств позволяют наиболее эффективно снизить лишь осевые УВН на КНБК. К негативным моментам демпфирующих устройств можно отнести невозможность их использования ниже роторных управляемых систем и то что они создают определенные сложности для ННБ при бурении с винтовым забойным двигателем. Первые демпфирующие устройства были спроектированы в 70-х годах [24] и представляли собой примитивные амортизаторы, со временем развития техники конструкции подобных устройств менялись, повышались технико-эксплуатационные характеристики.

Рассмотрим принцип действия подобных устройств на примере запатентованного гидромеханического демпфера [63].

Данное устройство содержит корпус, верхний переводник с насадкой и осевыми каналами. Внутренняя поверхность верхнего переводника выполнена в виде конфузора. В верхней части полого вала установлен стакан выполненный в виде усеченного конуса, снабженный камерой смещения и имеющий осевой и тангенциальные каналы. В осевом канале стакана установлена сменная насадка. Между корпусом и полым валом установлены пакет металлических колец с упругими элементами, имеющими изменяющуюся характеристику, ограничительная втулка и прорезная пружина. Упругие элементы выполнены с продольными отверстиями, имеющими возрастающие по сечению размеры в направлении сверху вниз. На рисунке 7 представлен общий вид гидромеханического демпфера; рисунке 8 - разрез А-А, на рисунке 9 отдельно пакет упругих элементов.

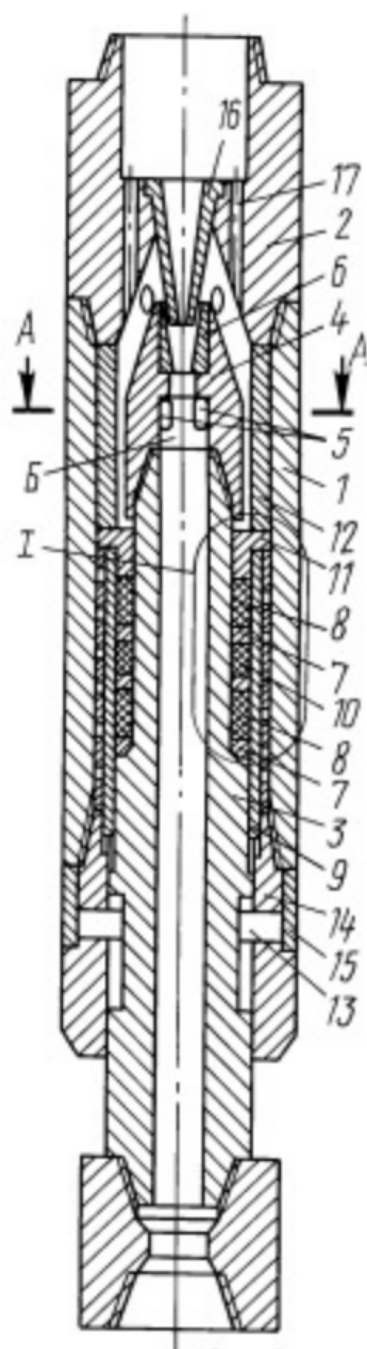


Рисунок 7. Общий вид гидромеханического демпфера:

1 – корпус; 2 – верхний переводник; 3 – полый вал; 4 – стакан; 5 – осевые и тангенциальные каналы; 6 – сменная насадка; 7 – металлические кольца; 8 – упругие элементы; 9 – ограничительная втулка; 10 – прорезная пружина; 11 – упорная втулка; 12 – дистанционная втулка; 13 – шпонки; 14 – пазы переводника; 15 – втулка; 16 – насадка; 17 – осевые каналы; Б – камера смешения.

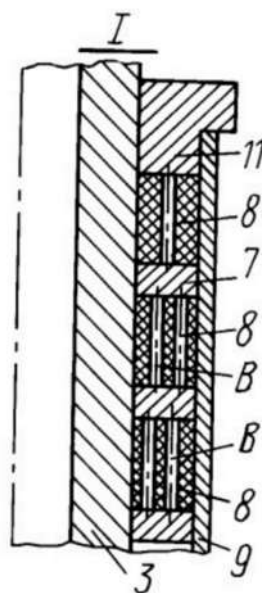


Рисунок 8. Пакет упругих элементов.

3 – полый вал; 7 – металлические кольца; 8 – упругие элементы; 9 – ограничительная втулка; 11 – упорная втулка; В – осевые каналы.

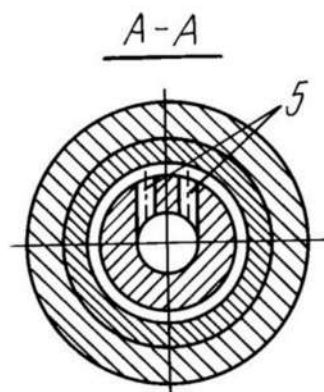


Рисунок 9. Разрез пакета упругих элементов.

Устройство включает корпус 1, верхний переводник 2, снабженный насадкой 16 и осевыми каналами 17, внутренняя поверхность которого выполнена в виде конфузора, полый вал 3 в верхней части которого установлен стакан 4, выполненный в виде усеченного конуса, снабженный камерой смещения Б, осевым и тангенциальным каналами 5, выполненными с параллельными входами промывочной жидкости, а в осевом канале установлена

сменная насадка 6. Между корпусом 1 и полым валом 3 установлены пакет металлических колец 7 с упругими элементами 8 с изменяющейся характеристикой, ограничительная втулка 9 и прорезная пружина 10. Пакет упругих элементов 8 снабжен продольными с возрастающими по сечению размерами сверху вниз отверстиями В, взаимодействует с упорной втулкой 11 и дистанционной втулкой 12. Крутящий момент от корпуса к валу 3 передается шпоночным соединением, состоящим из шпонок 13, размещенных в пазах переводника 14 и ответных осевых пазах полого вала 3, удерживающийся от выпадания втулкой 15.

Устройство работает следующим образом. Гидромеханический демпфер устанавливается в любом месте сжатой части бурильной колонны, например над долотом. При подаче буровыми насосами промывочной жидкости за счет срабатываемого перепада давления в тангенциальных каналах 5 и сменной насадке 6 стакана 4, выполненной в виде усеченного конуса, расклинивается полый вал 3 в нижнее положение.

При набегании долота на "ухабы" забоя и зубцовых ударах шарошек возникающая динамическая составляющая реакции забоя перемещает полый вал вверх, преодолевая гидравлическую нагрузку, действующую на него и параллельно сопротивление пакета упругих элементов 8, что приводит к уменьшению амплитуд переменной нагрузки сжатия. При сжатии упругих элементов вибрации ими поглощается, а часть возвращается при их выпрямлении долоту.

Жесткость жидкостной пружины демпфера регулируется подбором регламентированного канала сменной насадки 6 и регламентированным осевым перемещением полого вала 3, т.к. при гидравлическом взаимодействии конусного стакана 4 с конфузореом верхнего переводника 2 тангенциальные каналы 5 перекрываются. Это сопровождается увеличением гидравлической нагрузки на полый вал 3, жестко связанный с долотом.

Регулировка жесткости (рабочей характеристики) пакета упругих элементов 8 осуществляется в широком диапазоне за счет изменения толщины

их и за счет диаметра и количества продольных отверстий В, выполненных в каждом упругом элементе с возрастающими по сечению размерами сверху вниз или наоборот.

Движение полого вала 3 вверх относительно верхнего переводника 2 регламентируется ограничительной втулкой 9 для предотвращения разрушения упругих элементов. Прорезная пружина 10 компенсирует гидравлический удар действующий на полый вал 3 с долотом при распрямлении жесткостной пружины.

Процессы сжатия и распрямления гидравлической и механической частей демпфера происходят синхронно, дополняя друг друга.

Использование гидромеханического демпфера предлагаемой конструкции позволяет эффективно гасить низкочастотные и высокочастотные колебания бурильного инструмента при бурении вертикальных так и наклонно-направленных скважин, что в конечном счете улучшает работу бурильного инструмента.

1.3.2 Подбор параметров бурения

Наибольшее влияние на уровень УВН оказывают такие параметры как скорость вращения и осевая нагрузка на долото и в меньшей степени расход промывочной жидкости.

Согласно собранной статистике во многих случаях при возникновении того или иного типа УВН на КНБК удается подобрать оптимальное сочетание параметров бурения для значительного снижения уровня УВН [65].

При бурении скважин №101, 102, 106 на Термокарстовом месторождении наблюдались повышенные УВН, при бурении интервала 2660-2860м по стволу наблюдались крутильные УВН с повышенной неравномерностью вращения КНБК, примечательно что при снижении нагрузки и при анализе данных был сделан вывод о том, что повышение вибрации негативно влияет на скорость проходки. Увеличение нагрузки приводит не к росту скорости бурения, а к возрастанию амплитуды колебаний КНБК. Снижение амплитуды колебаний

происходит при полной остановке процесса строительства скважины или наращивании бурильной колонны. [30]

В своих работах Юнин Е.К консолидировал накопленные наблюдения и вывел рекомендации по значениям скорости вращения, нагрузки на долото и расхода промывочной жидкости для конкретного типа КНБК для каждого интервала бурения по вертикали, что помогло снизить уровень УВН на КНБК и увеличить средний срок службы долот [35].

1.3.3 Дизайн КНБК

В отличие от параметров бурения, которые в большинстве случаев можно изменить в достаточно широком диапазоне, дизайн КНБК определяется перед сборкой и изменить его с целью снижения уровня УВН не представляется возможным без дополнительного рейса, поэтому дизайн КНБК со всеми входящими в нее компонентами должен быть продуман заблаговременно.

При проектировании КНБК для каждого рейса должно быть учтены очень много различных факторов, применительно к влиянию на уровень УВН нагрузок, необходимо учитывать жесткость КНБК, количество калибраторов, размер калибраторов (абсолютный и относительно диаметра ствола скважины), тип калибраторов (прямой или спиральный), типа долота (агрессивность калибрующей части PDC долота, тип вооружения шарошечного долота), угла перекоса забойного двигателя.

Согласно выводам сделанным при бурении на Термокарстом газоконденсатном месторождении УВН нагрузки крутильного типа в том числе УВН типа подклинка – проворот были ниже при бурении с более жесткой КНБК, однако направленное бурение в интервалах наиболее интенсивного набора зенитного угла было заметно затруднено [30]. В жестких КНБК применение калибраторов увеличивает площадь соприкосновения КНБК со стенками скважин, что приводит к увеличению сил трения и созданию условий для неравномерного вращения компоновки. Использование роликовых центраторов в КНБК снизит возможность возникновения крутильной вибрации и эффекта

подклинка - проворот. Грамотный выбор всех элементов КНБК с учетом их способности являться источником возникновения различных колебаний (применение долот PDC с меньшим углом наклона резцов, уменьшение агрессивности долота) и регулирование параметров бурения, таких как нагрузка на долото, частота вращения приведет к увеличению скорости бурения, уменьшению количества преждевременного выхода из строя бурильного оборудования и сокращению времени на строительство скважины. Для уменьшения амплитуды шоков, вибрации и необходим их мониторинг, что позволит увеличить скорость бурения, снизить цену и полное время строительства скважины.

От значения угла перекоса забойного двигателя очень сильно зависит уровень поперечных УВН, за счет излома оси на теле двигателя в это месте КНБК образуется экстресинтет, что при бурении ротором значительно повышает уровень поперечных УВН, однако при направленно бурении данные УВН практически отсутствуют. В некоторых случаях за счет сложностей прохода КНБК с большим углом перекоса по стволу скважины при СПО на приборах телеметрии регистрировались накопленные УВН в размере рекомендуемом для смены прибора телеметрии, то есть фактически еще до начала бурения КНБК уже испытывала критическое воздействие [20].

2. Методика проведения исследования

2.1 Подбор данных для анализа УВН на КНБК

Для анализа УВН была выбрана база данных, содержащая информацию по уровню УВН осевого, поперечного и скручивающего типа. Данная база была собрана в процессе бурения скважин на южных месторождениях территории Российской Федерации. Пробуренные скважины имеют различный профиль, начиная с нагнетательных наклонных скважин типа J и заканчивая скважинами с большим отходом (более 6 км) и разворотом по азимуту до 180 градусов. Литология данных месторождений представлена в виде алевролита, известняка и песчанника.

Собраны данные при бурении с раствором как на водной так и на углеводородной основе. Используемые КНБК с винтовым забойным двигателем и с роторными управляемыми системами. Разными дизайнами, с различным количеством, типом (прямой, спиральный) и расстановкой калибраторов, различной жесткости. Данные регистрируемые на приборах телеметрии, приборах каротажа в процессе бурения и роторных управляемых системах, укомплектованными электронным модулем с акселерометрами и магнитометрами.

Для определения компонента КНБК, который генерирует наибольшую часть скручивающих нагрузок, было проведено сравнение уровня подклинка – проворота при бурении (долото на забое) и при проработке (долото над забоем) данная методика помогает достаточно точно определить если основной причиной крутильных УВН является долото или другие элементы КНБК (обычно калибраторы), для такого типа анализа использовались данные записанные с привязкой по времени (так как в случае с привязкой по глубине не идет регистрация данных над забоем).

Так же были использованы данные, полученные при бурении с долотами PDC разной агрессивностью калибрующей части и шарошечными долотами разного.

2.2 Формат исходных данных, использованных для анализа УВН на КНБК

Для анализа УВН были использованы графические данные (диаграммы, отображающие технологические параметры процесса бурения, уровень УВН, каротажные диаграммы с данными по литологии разреза – гамма каротаж, каротаж удельных электрических сопротивлений и нейтронно-плотностной каротаж).

Для анализа УВН были так же использованы данные в цифровом формате (LAS) – рисунок 10, в отличие от графически представленных кривых LAS позволяет рассмотреть даже малейшее изменение того или иного показателя, во вторых совершенно не зависит от масштаба, использованного при построение графической кривой. Так же данные в таком формате можно обрабатывать в программном обеспечении excel, что позволяет производить выстраивать различные зависимости и производить пререрасчет параметров с различными коэффициентами.

#	DEPT	BLKP	HKLA	SPPA	SWOB	STOR	RPM	TVD	PPTIME	DRTIME	ROPS	SHKRSK	STICKRATIO
#	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DnMWorkFl)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(DRILLING_)	(TELE825-I)	(TELE825-I)
#	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)	(RT)
#	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)	(6in)
~ASCII													
	1309.87800	8.22579	72.55817	158.08951	9.52952	12.15000	50.00000	1192.05087	3.89734	2.00539	28.08885	-999.25	139.50000
	1310.03040	8.06577	81.97430	171.54335	0.14915	7.58000	49.00000	1192.15638	4.18484	2.01904	24.11781	0.00000	134.69390
	1310.18280	7.91490	79.82150	171.97246	2.30034	9.59000	49.00000	1192.26189	4.19457	2.02931	22.61299	-999.25	-999.25
	1310.33520	7.76149	79.30587	173.08818	2.87121	6.42000	50.00000	1192.36738	4.20430	2.03946	21.31900	0.00000	107.14290
	1310.48760	7.61057	79.00639	173.81801	3.10652	4.09000	50.00000	1192.47288	4.21540	2.04974	20.18336	0.00000	129.00000
	1310.64000	7.45755	79.05411	174.38233	3.10682	8.31000	49.00000	1192.57837	4.22512	2.06002	18.59748	-999.25	-999.25
	1310.79240	7.30403	78.83481	175.01318	3.34446	11.42000	49.00000	1192.68385	4.23485	2.07043	17.72522	0.00000	84.00000
	1310.94480	7.15118	78.61357	175.79018	3.54252	10.32000	49.00000	1192.78933	4.24458	2.07932	16.90236	0.00000	96.00000
	1311.09720	7.00144	78.75601	176.28680	3.44249	3.75000	50.00000	1192.89481	4.25707	2.09099	15.72373	0.00000	134.69390
	1311.24960	6.84899	78.74483	177.66395	3.42989	3.24000	50.00000	1193.00028	4.26680	2.10126	14.89228	-999.25	-999.25
	1311.40200	6.69456	78.82912	177.59013	3.30339	7.38000	49.00000	1193.10575	4.27929	2.11293	14.12841	0.00000	107.14290
	1311.55440	6.54155	79.61616	178.95909	2.54683	7.97000	50.00000	1193.21121	4.29458	2.12891	13.78901	0.00000	99.00000
	1311.70680	6.38989	79.04848	181.54819	3.09977	9.67000	50.00000	1193.31667	4.33207	2.16710	11.01364	0.00000	109.81220
	1311.85920	6.23755	78.74371	185.46104	3.40129	6.11000	50.00000	1193.42212	4.40847	2.24197	7.49314	0.00000	75.35860
	1312.01160	6.08488	77.59492	191.38189	4.54239	9.45000	49.00000	1193.52757	4.56819	2.31762	5.68735	0.00000	76.16326
	1312.16400	5.93372	77.85966	190.96324	4.35176	10.00000	49.00000	1193.63301	4.60013	2.34985	5.23842	-999.25	-999.25
	1312.31640	5.78105	77.52797	191.41130	4.59539	6.44000	50.00000	1193.73845	4.61402	2.36443	5.18405	0.00000	388.77550
	1312.46880	5.62871	77.12570	191.22309	4.88006	6.42000	50.00000	1193.84388	4.62652	2.37762	5.12793	0.00000	95.47959
	1312.62120	5.47987	79.00878	191.33284	3.24524	7.12000	50.00000	1193.94931	4.64597	2.39803	4.95151	0.00000	-999.25
	1312.77360	5.32494	77.80009	191.22329	4.35314	4.79000	50.00000	1194.05474	4.66263	2.41110	4.92260	0.00000	283.50000
	1312.92600	5.17068	77.06170	191.71784	5.10509	5.17000	50.00000	1194.16016	4.67376	2.42416	4.91380	0.00000	-999.25

Рисунок 10. Технологические данные за долбление в формате LAS.

Так же для анализа были использованы полевые отчеты, подготовленные инженерами ННБ за каждое долбление. Подобные отчеты, как правило, не содержат аналитической работы, но достаточно точно отражают основные моменты за рейс, содержат информацию о геологических и других осложнениях,

возникших во время рейса, включая повышенный уровень УВН, отработку долот и т. д., пример отчета использованного для анализа УВН в рамках данной диссертации приведен в приложении А.

3 Анализ влияния различных факторов на уровень УВН на КНБК

В процессе подготовки данной магистерской диссертации был проведен анализ влияния следующих факторов на уровень УВН:

Тип бурового раствора (на водной или углеводородной основе)

Дизайна КНБК

Кол-во КЛСов

Размер КЛСов

Тип КЛСов (прямой, спиральный)

Типа долота

Агрессивная калибрующая часть

Шарошка – ПДСи

Параметров бурения

Зависимость от скорости вращения БК

Зависимость от осевой нагрузки на долото

3.1 Анализ влияния различных факторов на уровень скручивающих УВН на КНБК

3.1.1 Анализ влияния типа промывочной жидкости на уровень скручивающих УВН на КНБК

Для анализа влияния типа промывочной жидкости на УВН скручивающего типа были использованы данные, собранные при бурении 2-х скважин одного и того же месторождения, одного и того же интервала по вертикали, но с разными типами раствора, обе скважины были пробурены с практически идентичными КНБК, схема КНБК представлена на рисунке 11, описание КНБК приведено в таблице 2.

В процессе первой фазы бурения месторождения А на всех секциях использовался буровой раствор на водной основе, характеристики данного раствора приведены в таблице 3. Согласно приведенным параметрам раствора, содержание углеводородов составляет всего лишь 2%, что не является

достаточным для значительного снижения трения элементов КНБК о стенку скважины.

Таблица 2 – описание КНБК, использованной для исследования влияния промывочной жидкости на УВН скурчивающего типа:

	Наименование	Максимальный наружный диаметр, мм	Длина, м	Суммарная длина, м
1	8 1/2 " PDC Bit - Долото PDC MDSiZ516	215.9	0.24	0.24
2	RSS 8 1/2" with 8 3/8" IBS - РУС с обр. Клапаном	212.7	4.09	4.33
3	RT-receiver - Ресивер	172	1.63	5.96
4	Saver Sub - Предохранитель переводник	172	0.36	6.32
5	MWD 675 - Телеметрия	169	7.66	13.98
6	Saver Sub - Предохранитель переводник	172	0.5	14.48
7	String Stabilizer 8 3/8" - Калибратор	212.7	1.8	16.28
8	6 3/4" NMDC - Немаг. УБТ	167	9.17	25.45
9	Filter Sub - Фильтр-переводник	168	2.43	27.88
10	Crossover - Переводник	175	0.64	28.52
11	9 x 5 1/2" Heavy Weight Drill Pipe - ТБТ (9 труб)	177.8	84.53	113.05
12	Crossover - Переводник	177.8	0.64	113.69
13	Hydraulics Jar - Яс Гидравлический	165.1	9.8	123.49
14	Crossover - Переводник	177.8	0.64	124.13
15	5 x 5 1/2" Heavy Weight Drill Pipe - ТБТ (5 труб)	177.8	46.97	171.1
16	Crossover - Переводник	177.8	0.65	171.75
17	5-1/2 " 21.90 DPS, Premium - Бур. трубы "S" (130 труб)	181	1311.4	1483.15

Таблица 3 – Характеристики бурового раствора на водной основе, используемого при бурении первой фазы на месторождении А:

PV	23	Корка, мм	0.5
YP	32	pH	10.0
CHC	7 / 14	Тв. Фаза, %	17.0
Водоотдача	4.3	Нефть (смазка) / Вода	2 / 81
Песок	0.4	Усл. вязкость	54

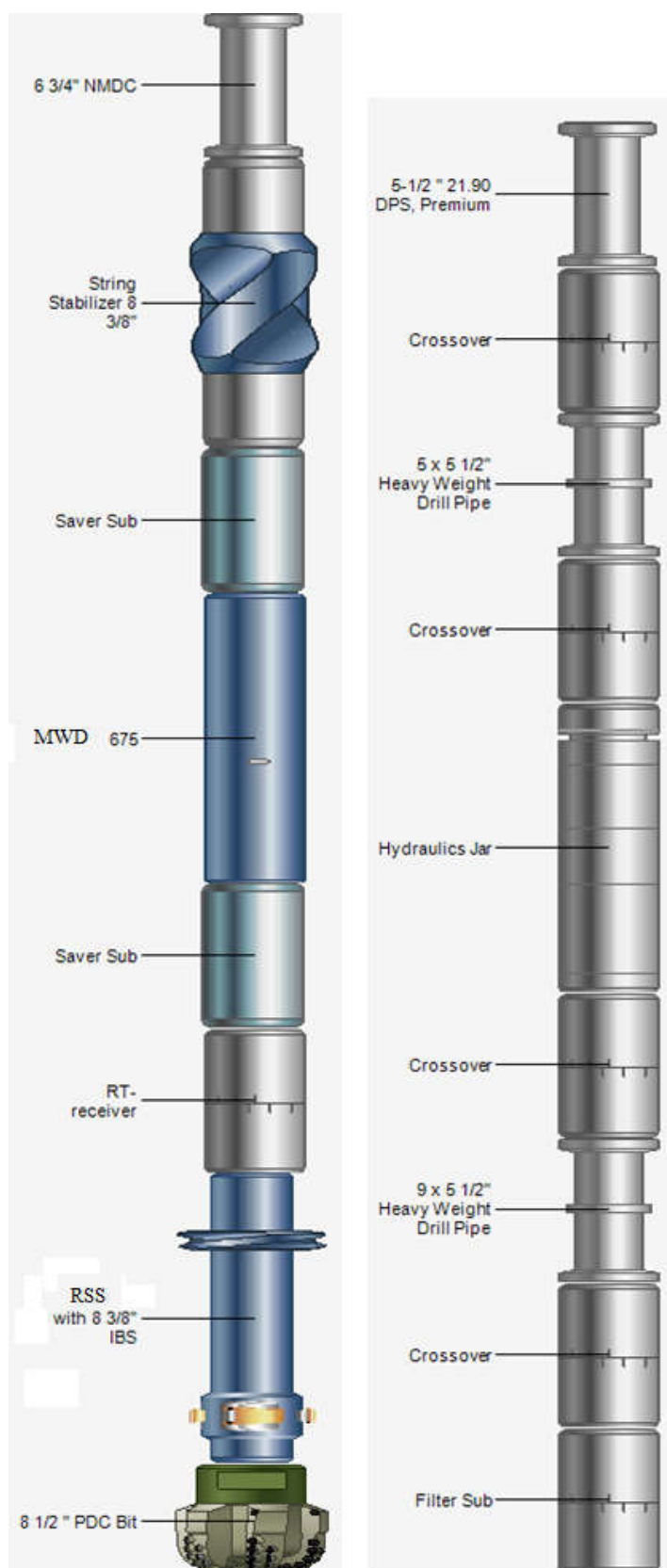


Рисунок 11. Схема КНБК, использованная для исследования влияния промывочной жидкости на УВН скурчивающего типа.

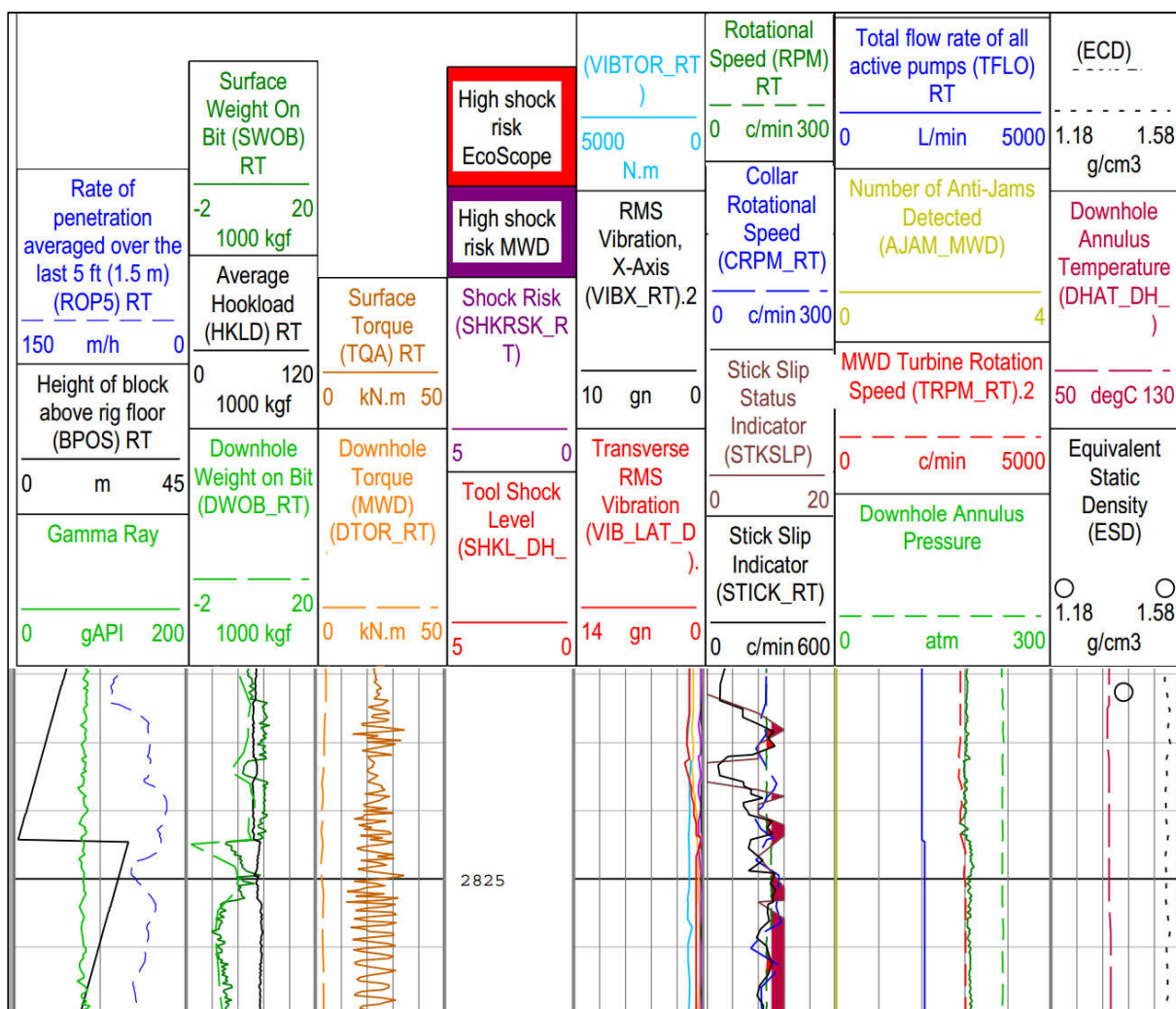


Рисунок 12. Диаграмма технологических параметров бурения с промывочной жидкостью на водной основе.

На рисунке 12 приведена диаграмма технологических параметров при бурении скважины из первой фазы, как видно из диаграммы кривая, описывающая скорость вращения КНБК (Collar rotational speed), очень нестабильна, имеются резкие скачки высокой амплитуды, так при среднем количестве оборотов на поверхности 150 оборотов в минуту (кривая Rotational speed) скорость вращения КНБК на забое изменяется в пределах от 100 до 180 оборотов и это усредненные значения, так как кривая Collar rotational speed представляет собой усредненное значение за 40 секунд. Мгновенные же значения колебаний оборотов КНБК значительно выше, об этом можно судить

по кривой Stick Slip Ratio, представляющей собой разницу между максимальным и минимальным значением скорости вращения КНБК на забое за промежуток времени 1 секунда. Как видно на диаграмме этот показатель много выше чем скачки на кривой Collar rotational speed и колеблются от 50 до 300 оборотов в минуту.

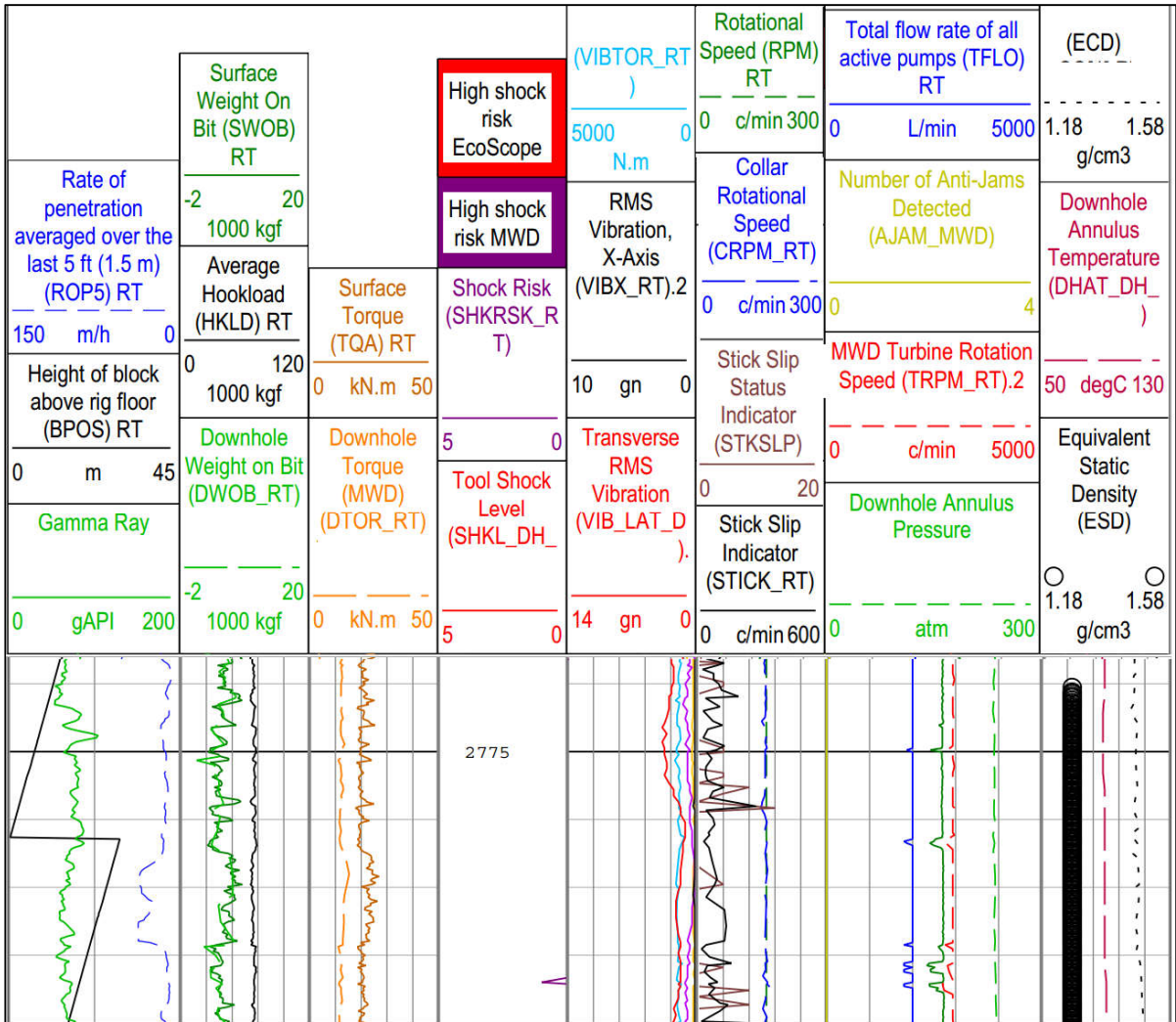


Рисунок 13. Диаграмма технологических параметров бурения с промывочной жидкостью на углеводородной основе.

Вторая фаза бурения месторождения А происходила с применением бурового раствора на углеводородной основе, характеристики данного раствора приведены в таблице 4. Согласно приведенным параметрам раствора,

содержание углеводов составляет всего лишь 77%, этот показатель значительно выше чем у раствора, который применялся при бурении первой фазы, соответственно и трение элементов КНБК о стенку скважины должно быть значительно ниже.

Таблица 4 – Характеристики бурового раствора, используемого при бурении второй фазы на месторождении А:

PV	38	Корка, мм	1.0
YP	15	Электростаб-сть, вольт	600
CHC	9 / 19	Твёрдая фаза, %	18.5
API фильтрация	2.4	Нефть (смазка) / Вода	77 / 23
Песок	0.20	Усл. вязкость	63

На рисунке 14 приведена диаграмма технологических параметров бурения скважины второй фазы месторождения А. Данная интервал выбран для того чтобы вертикаль соответствовала вертикали диаграммы, представленной на рисунке 13. Как видно на диаграмме скорость вращения верхнего привода так же составляет 150 оборотов в минуту, но скорость вращения КНБК на забое намного стабильнее чем на диаграмме 13, показатель неравномерности вращения stick-slip так же намного ниже, в среднем варьируется от 0 до 100 оборотов в минуту.

Складывается такая ситуация, что при прочих равных условия (параметры бурения, литология, КНБК ит. д.) неравномерность вращения а соответственно и УВН скручивающего типа в целом значительно снизились из за перехода с раствора на водной основе на раствор на углеводородной основе, на основании чего можно сделать вывод о значимости присутствия смазки в раствора для снижения УВН на КНБК скручивающего типа.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Данная магистерская диссертация посвящена довольно актуальной на сегодняшний день проблеме - исследованию ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа буровой колонны, а так же выработке рекомендаций по снижению уровня нагрузок такого типа.

В текущей главе проведено планирование научно-исследовательских работ, включая SWOT анализ для выявления факторов потенциально осложняющих реализацию проекта, указаны, проведенные расчеты всех типа расходов, сопряженных с проведением данных исследований. Так как работа является сугубо аналитической расходов на приобретение специальных технических средств, химических материалов либо других расходных материалов не было понесено. Однако были затраты на приобретение специального программного обеспечения.

Затраты на выполнение научно-исследовательского проекта включают в себя следующие элементы:

затраты на приобретение лицензии на программное обеспечение;

затраты на оплату труда;

затраты на страховые взносы;

накладные расходы.

4.1. SWOT анализ

Первым этапом SWOT анализа является выявление сильных и слабых сторон научно-исследовательской работы и поиск потенциальных угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT анализа, представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты первого этапа SWOT анализа.

	Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета;	Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования
--	---	--

	<p>С2. Не требуется закупка материалов и оборудования;</p> <p>С3. Широкая база данных в общественном доступе;</p> <p>С4. Персонал с высокой квалификацией.</p>	<p>конфиденциальных данных заказчиков ;</p> <p>Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.);</p> <p>Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятиями -сервисными буровыми организациями;</p> <p>В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование;</p> <p>В4. Получение гранта для продолжения исследований;</p> <p>В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Невостребованность результатов исследования;</p> <p>У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН)</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Неточность получаемых данных.</p>		

На втором этапе SWOT анализа необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное мероприятие покажет если есть необходимость в проведении коренных изменений. По результатам второго этапа были составлены интерактивные матрицы, которые представлены в таблицах 4.2 - 4.5.

Таблица 4.2 - Интерактивная матрица «возможности - сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Возможности		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Возм 1	-	-	-	-
	Возм 2	-	-	+	+
	Возм 3	-	-	-	-
	Возм 4	-	-	+	+
	Возм 5	+	+	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие позиции: B2C3C4, B4C3C4, B5C1C2.

Таблица 4.3 Интерактивная матрица «возможности-слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Возможности		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Возм 1	-	-	-
	Возм 2	-	-	-
	Возм 3	+	+	-
	Возм 4	-	+	-
	Возм 5	-	-	-

По результатам анализа таблицы «возможности-слабые стороны» можно выделить следующие коррелирующие позиции проекта: B3Сл2, B4Сл2.

Таблица 4.4 - Интерактивная матрица «угрозы-сильные стороны»

Сильные стороны научно-исследовательского проекта					
Угрозы		Сил 1	Сил 2	Сил 3	Сил 4
	Угр1	-	-	-	-
	Угр 2	-	-	-	-
	Угр 3	-	+	-	-
	Угр 4	-	-	+	-

По таблице «угрозы-сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие угрозы и сильные сторон: У3С2, У4С3.

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица «угрозы-слабые стороны»

Слабые стороны научно-исследовательского проекта				
Угрозы		Слаб 1	Слаб 2	Слаб 3
	Угр 1	+	+	-
	Угр 2	+	+	-
	Угр 3	-	-	-
	Угр 4	-	-	+

Анализируя интерактивную матрицу по таблице «угрозы-слабые стороны» можно выделить следующие позиции: У1Сл1Сл2, У2Сл1Сл2, У4Сл3.

На третьем этапе SWOT анализа составляется итоговая матрица, включающая в себя описание сильных, слабых сторон и угроз, данная информация представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 Итоговая таблица SWOT анализа

	Сильные стороны: С1. Финансирование из бюджета; С2. Не требуется закупка материалов и оборудования; С3. Широкая база данных в общественном доступе; С4. Персонал с высокой квалификацией.	Слабые стороны: Сл1. Невозможность использования конфиденциальных данных заказчиков ; Сл2. Сложности в поиске данных с 2-мя идентичными условиями (геология, вертикаль и т.д.); Сл3. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.
Возможности: В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ; В2. Сотрудничество с предприятиями - сервисными буровыми организациями; В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование; В4. Получение гранта для продолжения исследований;	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-сильные стороны»: В2С3С4 – широкая база данных, имеющаяся в открытом доступе может быть дополнена данными от предприятий, что может полностью покрыть потребность в исходных данных; компетентный персонал предприятий сотрудников работает в паре с высоко квалифицированными сотрудниками университета.	Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «возможности-слабые стороны»: В3Сл1Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование УВН в случае если выданные рекомендации будут способствовать снижению непроизводительного времени; В4Сл2 – в случае возможности более детального исследования с приобретением

<p>В5. Удорожание схожих конкурентных исследований.</p>	<p>В4С3С4С5 – получение гранта связано с актуальностью решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала, наличием оборудования и материалов для работы.</p> <p>В5С1С2 – так как данные исследования финансируются из бюджета, что дает преимущество перед компаниями конкурентами.</p>	<p>специализированного оборудования возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Невостребованность результатов исследования;</p> <p>У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН)</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Неточность получаемых данных.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-сильные стороны»:</p> <p>У3С2 – при снижении бюджета на исследование возможно времени, уделяемого руководителем магистранту, будет меньше что в конечном итоге скажется на точности исследований;</p> <p>У4С3 – возможны ошибки в сделанных выводах, соответственно в выдаваемых рекомендациях.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы-слабые стороны»:</p> <p>У1Сл1Сл2 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие неэффективности выдаваемых рекомендаций;</p> <p>У2Сл1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований в области изучения УВН и повышения качества выдаваемых ими консультаций;</p> <p>У4Сл3 – возможно получение неточных данных вследствие использования данных полученных не при абсолютно идентичных условиях.</p>

4.2. Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Научно-исследовательские работы по исследованию ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны, проводятся в следующем порядке:

- составление структуры планируемых работ с определением исполнителей для каждого этапа;
- расчет продолжительности каждого этапа;
- составление календарного плана график;
- формирование бюджета научно-исследовательского проекта.

Исполнители ответственные за тот или иной этап а так же перечень все этапов работ по исследовательскому проекту представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Перечень этапов работ с указанием исполнителей.

Этапы работ	№ раб	Содержание работ	Исполнитель
Определение области, направления и цели исследования	1	Определение темы исследования	Руководитель
	2	Подбор и изучение литературных источников	Магистрант
	3	Планирование работ	Руководитель, Магистрант
Проведение теоретических и аналитических исследований по выбранной теме	4	Оформление литературного обзора	Магистрант
	5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	Магистрант
Обобщение и оценка результатов исследования	6	Анализ результатов исследования, оформление выводов	Руководитель, Магистрант
Оформление отчета по исследовательской работе	7	Написание магистерской диссертации	Магистрант

4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты, составляют большую часть стоимости проводимых исследований, в связи с этим определение трудоемкости работ каждого из исполнителей представляется важным этапом.

Для расчета ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож}$ используется формула:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad , \quad (4.1)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость i -ой работы, чел.-дн.; t_{mini} – минимальная трудоемкость i -ой работы, измеряется в чел.-дн.; t_{maxi} – максимальная трудоемкость i -ой работы, чел.-дн.

После этого определяется продолжительность каждого из этапов работы, исчисляемая рабочими днями, T_p .

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность работы одного вида, раб. дн.; $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость работы одного вида, чел.-дн.; $Ч_i$ – количество исполнителей, работающих одновременно, чел.

4.2.3. Составление графика проведения научного исследования

Данная диаграмма представляет собой график, где работы каждого этапа представлены протяженными во времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данных работ. Длительность этапов рассчитывается как:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (4.3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{\text{кал}}$ – коэфф. календарности.

Коэффициент календарности находится согласно формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})}, \quad (4.4)$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} = 118$ – количество выходных и праздничных дней в 2018 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48.$$

Полученные по результатам расчетов значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого. Все полученные значения представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Временные показатели проведения научного исследования



Виды работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в раб. днях, T_{pi}	Продолжительность работ в календ. днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{ож}$, чел-дни			
Определение темы исследования	8	12	9.6	Руководитель	9.6	14.21
Подбор и изучение литературных источников	13	20	15.8	Магистрант	15.8	23.38
Планирование работ	2	5	3.2	Руководитель Магистрант	1.6	2.37
Оформление литературного обзора	8	12	9.6	Магистрант	9.6	14.21
Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	27	34	29.8	Магистрант	29.8	44.10
Анализ результатов исследования, оформление выводов	27	34	29.8	Руководитель магистрант	14.9	22.05

Написание магистерской диссертации	8	12	11	Магистрант	11	14.21
--	---	----	----	------------	----	-------

На основании таблицы 4.8 строится календарный план график проведения научно-исследовательских работ (таблица 4.9)

Таблица 4.9 - календарный план график.

№ работ	Вид работ	Исполнитель	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ															
				январь			февраль			март			апрель			май			
1	Определение темы исследования (9.01.18 - 22.01.18)	Руководитель	14																
2	Подбор и изучение литературных источников (23.02.18 - 14.02.18)	Магистрант	23																
3	Планирование работ (15.02.18 - 16.02.18)	Руководитель, Магистрант	2																
4	Оформление литературного обзора (17.02.18 - 2.03.18)	Магистрант	14																
5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований (3.03.18 - 15.04.18)	Магистрант	44																
6	Анализ результатов исследования, оформление выводов (16.04.18 - 7.05.18)	Руководитель, Магистрант	22																
7	Оформление диссертации (8.05.18 - 21.05.18)	Магистрант	14																

 – руководитель;  – магистрант.

4.2.4 Затраты на приобретение лицензии на программное обеспечение

Для исследования ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны была приобретена лицензия на программное обеспечение «Vibro 12» затраты составили 6 520 рублей.

4.2.5 Затраты по основной заработной плате

Время, отведенное на проведение научно – технических исследований, представлено в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Продолжительность работ, выполняемых научно-техническим персоналом

Показатели рабочего времени	Руководитель
Календарное число дней с 01.01 по 31.05 2018 г.	151
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни с 01.01 по 31.05 2018 г.	53
Продолжительность работ, выполняемых в период с 01.01.2018 по 31.05.2018 г., раб. дн.	98

Перед тем, как рассчитать основную заработную плату работников, задействованных в научно – техническом исследовании, требуется подсчитать их месячный должностной оклад. В данном проекте таким работником является научный руководитель.

Месячный должностной оклад сотрудника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} \quad (2)$$

где: $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по окладу, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок принимается равным 0,2;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для города Томска).

Учитывая заработную плату сотрудника по тарифной сетке 13 080 рублей в месяц, по формуле 2 рассчитываем месячный должностной оклад 25 506 рублей в месяц.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot М}{F_{\text{д}}} \quad (3)$$

где: $З_{\text{м}}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 28 раб. дня $М = 11,1$ месяца, 5-дневная неделя (наш случай);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочие дни (таблица 4.11).

Годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала представлен в таблице 10.

Таблица 4.11 – Годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в 2018 г.

Показатели рабочего времени	Руководитель
Календарное число дней	365
Количество нерабочих дней - выходные и праздничные дни	118
Потери рабочего времени, дни - отпуск - невыходы по болезни	28 0
Действительный годовой фонд рабочего времени, дни	175

Произведя расчет по формуле 3 с учетом годового фонда рабочего времени, получим среднюю заработную плату за 1 день для данного сотрудника 1 617,80 рублей.

Основная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (4)$$

где: $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 3);

$З_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, в рублях.

Произведя расчет по формуле 4 с учетом продолжительности работ для каждого работника, получим основную заработную плату работника за период с 01.01.2018 по 31.05.2018 г. 145 602,82 рублей.

Таким образом затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, непосредственно участвующего в проведении работ, составляют 145 602,82 рублей (сто сорок пять тысяч шестьсот два рубля, 82 копейки).

4.2.6 Затраты на единовременные выплаты в связи со сдачей этапа

В результате работы были понесены затраты на разовые выплаты сотрудникам денежных средств в связи со сдачей этапа. Следовательно, при расчете затрат на проведение научно-исследовательской работы необходимо их учесть. Результаты затрат на единовременные выплаты в связи со сдачей этапа, представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Суммы единовременных выплат

Исполнитель	Сумма выплаты, руб.
Руководитель	50 00

4.2.7 Отчисления во внебюджетные фонды

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) \quad (5)$$

где: $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды.

На основании закона № 361-ФЗ ставка взносов будет составлять – 30, 2% (22% – взносы на пенсионное страхование, 5,1% – на медицинское страхование, 2,9% – на социальное страхование, минимальные страховые взносы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев и профзаболеваний 0.2%) [65].

Таблица 4.13 – Размер обязательных отчислений страховых взносов

Вид затрат	Руководитель
Основная ЗП, руб.	145 602,82
Единоразовые выплаты, руб.	50 000
Размер страховых взносов, руб.	59 72,05

4.2.8 Накладные расходы

Накладные затраты включают расходы, не попавшие в предыдущие статьи, такие как печать документов, ксерокопирование, оплата услуг связи, электроэнергии и т.д. Она рассчитывается согласно формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum_5^1 Z_i \quad (6)$$

где: $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16 процентов (Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве, (МДС 81-33.2004)) [66].

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \times (6520 + 50000 + 145602,82 + 59072,05) = 41791,18 \text{ тыс. руб.}$$

4.2.9 Формирование бюджета научно-исследовательской работы

Размер бюджета на научно-исследовательскую деятельность является минимальным уровнем затрат, который необходимо защитить научной организацией при составлении договора с заказчиком.

Бюджет включает в себя все рассчитанные необходимые затраты для проведения научных исследований и выполнения работ в целом.

Таблица 4.14 – Перечень работ и их стоимость, относящихся к НТИ

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Примечание
1. Затраты на приобретение лицензии на программное обеспечение	6 520	Пункт 1.1
1. Затраты по основной заработной плате	145 602,82	Пункт 1.2
2. Затраты по дополнительной заработной плате работника	50 000	Пункт 1.3
3. Отчисления в фонды	59 072,05	Пункт 1.4
4. Накладные расходы	41 791,18	Пункт 1.5

5.	Итоговая величина затрат	302 986,05	Сумма ст. 1-4
----	--------------------------	------------	---------------

Бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы по исследованию ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны, составил 302 986,05 рублей.

4.3 Обоснование эффективности проекта

Точная оценка экономической эффективности подобных проектов представляется затруднительной так как процесс бурения нефтяных и газовых скважин, даже не смотря на высокотехнологичность данной отрасли, до сих пор является очень многофакторным, то есть даже если рекомендации сделанные на основе, проведенных в данной диссертации исследований, помогут снизить аварийность по причине повышенных ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны, то многие другие факторы такие как геологические осложнения в скважине, невыдерживание параметров буровго раствора вносят свой вклад в общий процесс строительства скважины и выделить положительный эффект от снижения уровня ударно-вибрационных нагрузок осложняется.

Несмотря на это, попытаемся произвести примерный подсчет потенциальной экономической выгоды данной магистерской диссертации.

Согласно данным HIS Markit средняя цена работы одной полупогружной буровой установки (semisubmersible rig) в феврале 2018 года составляет около 130 тысяч долларов США [67] (в данную стоимость не включены затраты ни на какие сервисные услуги). Соответственно 20 часов (это значение будет принято за среднее время на подъем, смену и повторный спуск компоновки низа бурильной колонны – незапланированный рейс, непроизводственное время) будет составлять около 108 тысяч долларов США. Таким образом если предположить, что на каком то из проектов, где по статистике за один год роисходит хотя бы один отказ а соответственно и подъем копоновки по причине высоких ударно-вибрационных нагрузок и рекомендации данной работы

помогут предупредить такой отказ, то в этом случае экономия составит около 108 тысяч долларов США, причем затраты на диссертацию составили всего 302 986,05 рублей, что по текущему курсу (62.26) составляет всего 4866, 446 долларов США.

5. Социальная ответственность

Высокие ударно-вибрационные нагрузки на компоновку низа бурильной колонны затрудняют процесс наклонно-направленного бурения особенно при использовании роторных управляемых систем, чрезмерные колебания и неравномерность вращения электронного модуля не позволяют ему стабилизироваться в нужном положении, что в свою очередь не позволяет роторной управляемой системе отклоняться в нужном направлении. Из-за затрудненности ориентации электронного модуля при высоких ударно-вибрационных нагрузках так же возникают сложности с азимутальным каротажом в процессе бурения.

Все перечисленные выше факторы делают вопрос изучения УВН на КНБК весьма актуальным. Целью данной работы является анализ влияния различных факторов на уровень ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны и выработка рекомендаций по их снижению.

В данном разделе диссертационной работы исследуются условия труда, изучаются опасные и вредные производственные факторы, присутствующие на рассматриваемом рабочем месте инженера по наклонно-направленному бурению.

5.1 Общая характеристика офиса инженера наклонно-направленного бурения

Станция наклонно-направленного бурения, оснащена 8 компьютерами с жидкокристаллическими мониторами (каждый сотрудник использует 2 компьютера).

Общая площадь рабочего помещения составляет 29 м^2 (длина $a = 10 \text{ м}$, ширина $b = 2.9 \text{ м}$), объем составляет 82.6 м^3 (высота $h = 2.85 \text{ м}$). Станция предназначена для одновременной работы до 4-х человек, таким образом, при максимальной загрузке помещения, на каждого человека приходится $7,25 \text{ м}^2$ общей площади и $20,7 \text{ м}^3$ объема помещения. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 на рабочее место одного пользователя

персонального компьютера с жидкокристаллическим монитором должно приходиться как минимум $4,5 \text{ м}^2$ [68].

Из произведенных расчетов делается вывод о том, что количество рабочих мест в станция наклонно-направленного бурения соответствует размерам помещения.

5.2 Анализ вредных и опасных факторов

Таблица 5.1 - Сводная таблица производственных факторов.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003 -74) Нормативные документы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа в офисе инженера ННБ: 1) Работа с ЭВМ	<p>Потенциальные физические вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны; <p>Психофизиологические вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение и монотонность труда). 	<p>Потенциальные физические опасные и вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. 	<p>Параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96. Допустимые нормы шум на рабочих местах устанавливаются СН 2.2.4/2.1.8.562-96 . Нормы освещенности рабочего места устанавливаются СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронновычислительным машинам и организации работы».</p>

Производственные факторы, в зависимости от природы их возникновения, делятся на следующие типы: биологические, физические, химические, и психофизиологические.

На инженера наклонно-направленного бурения при работе на ЭВМ в процессе выполнения работы оказывают влияние следующие производственные факторы.

Потенциальные физические опасные и вредные производственные факторы:

- недостаточная освещенность рабочего места сотрудника;
- повышенный уровень шума;
- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Психофизиологические опасные и вредные производственные факторы:

- нервно-психические перегрузки (умственное перенапряжение и монотонность труда).

5.2.1 Освещенность рабочего места работника

Для станции наклонно-направленного бурения, проводится расчет искусственного освещения для светодиодных светильников.

Площадь помещения составляет 29 м^2 (при длине 10 м и ширине 2.9 м). Светильники в станции размещены в два ряда, по четыре в каждом ряду. Каждый светильник имеет возможность установки четырех светодиодных ламп типа ССОН СД В-О-01-110-30-001-IP20-УХЛ4 (мощность 30 Вт, со световым потоком 2000 лм). Суммарное количество ламп в офисе составит 32. Светильники размещены согласно схеме на рисунке 5.1, обеспечивая равномерность освещения.

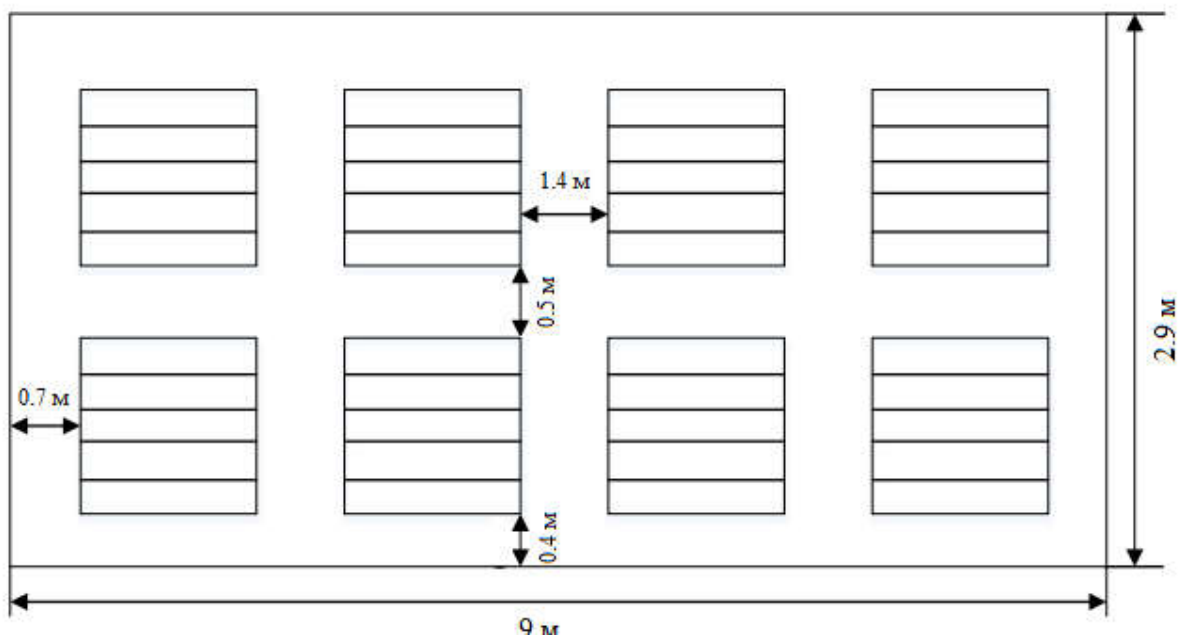


Рисунок 5.1 – Схема размещения светодиодных светильников.

В этом случае требуемая освещенность рассчитывается по следующей формуле:

$$E = \frac{F \cdot N \cdot \eta}{S \cdot z \cdot k}$$

Где:

F = 2000 лм - световой поток для ССОН СД В-О-01-110-30-001-IP20- УХЛ4 (данные характеристики взяты из технического описания данной лампы);

E_n - нормированная наименьшая освещенность, лк;

S - площадь помещения, м²;

z - коэффициент неравномерности освещения (для светодиодных светильников принят за единицу);

N – общее количество светильников;

Коэффициент отражения света от стен, окрашенных в светлую окраску (белый цвет) $\alpha_{ст} = 50 \%$;

Индекса помещения рассчитывается по следующей формуле:

$$i = \frac{l \cdot d}{h \cdot (l + d)}$$

Где:

d - ширина рассматриваемого помещения, м ($d=2.9$ м).

h - высота подвески светильников от уровня пола, м ($h = 2.85$ м);

l - длина рассматриваемого помещения, м ($l=10$ м);

Рассчетный индекс помещения равен $i = 0.79$. По табличным данным, находится коэффициент использования светового потока (при коэффициентах отражения $\alpha_{ст} = 0,5$), коэффициент использования $0,3$, показывающий какая часть светового потока попадает на поверхность рабочего места.

Произведем расчет освещенности:

$$E_H = (2000 \cdot 32 \cdot 0,3) / (29 \cdot 1,5 \cdot 1) = 441 \text{ лк.}$$

По результатам расчетов нормированная минимальная освещенность составляет 441 лк, что соответствует санитарным нормам освещенности поверхности рабочего места [69].

5.2.2 Воздействие шума на рабочем месте

В станции наклонно направленного бурения источниками шума служат процессоры электронно-вычислительных машин. Согласно данным по последней аттестации рабочего места в офисе инженера ННБ уровень шума в станции составляет около 45 дБ, что не превышает допустимых норм.

5.2.3 Электромагнитное излучение на рабочем месте

Воздействие электромагнитных полей на организм человека связано с поляризацией молекул (например, воды), из которых состоит человеческое тело. При этом они ориентируются по силовым линиям ЭВМ. В результате чего нормальное протекание физико-химических процессов в организме человека и

прохождение нервных импульсов нарушаются. Переменное излучение так же ведет к нагреву живых тканей человеческого организма. Все эти пагубные процессы возникают только при определенной величине напряженности поля испустя какое то время после начала их действия. В случае когда нормы напряженности поля (при заданной частоте) превышены, механизм поляризации клеток в первую очередь начинает влиять на органы, содержащие больше воды. Перегрев несет опасность для всех живых тканей. Следовательно воздействие электронно-вычислительных машин в той или иной степени сказывается на всех системах организма человека.

В офисе инженера наклонно направленного бурения источником электромагнитного излучения являются мониторы компьютеров. Персональные электронно - вычислительные машины должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 и каждый их тип подлежит экспертизе. Допустимые уровни напряженности электромагнитных полей для ЭВМ указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Временные допустимые уровни напряженности ЭМП.

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	От 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	от 2 кГц до 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	От 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	от 2 кГц до 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м
Электростатический потенциал экрана видеомонитора		500 В

Станция наклонно-направленного бурения оснащена современными компьютерами, с жидкокристаллическими мониторами Samsung с напряженностью электрического поля 1.8 В/м и плотностью магнитного потока 21 нТл ВД которых удовлетворяет нормативным требованиям по напряженности электромагнитного поля и другим показателям.

5.2.4 Показатели микроклимата

Нормы для параметров микроклимата в помещении зависят от времени года (летнее, зимнее), характера трудовой деятельности и типа помещения. Работа оператора электронно-вычислительной машины относится к категории Ia, покрывающей работы с интенсивностью энергозатрат не более 139Вт, данные работы производятся сидя и без повышенных физических напряжений. Согласно [71] оптимальные параметры микроклимата для категории Ia, приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Параметры микроклимата для помещений с электронно-вычислительными машинами.

Пер	Параметр микроклимата	Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении, °С	22...24
	Относительная влажность, %	40...60
	Скорость движения воздуха, м/с	до 0,1
Теплый	Температура воздуха в помещении, °С	23...25
	Относительная влажность, %	40...60
	Скорость движения воздуха, м/с	0,1...0,2

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные типы ударно-вибрационных нагрузок, испытываемых компоновкой низа бурильной колонны, последствия повышенного воздействия каждого из типов ударно-вибрационных нагрузок и способы борьбы с ними. Были рассмотрены способы регистрации и техника для измерения ударно-вибрационных нагрузок, начиная от патентов 70-х годов и заканчивая современными техническими средствами.

Были подобраны данные с пробуренных скважин для проведения анализа влияния различных факторов на уровень каждого типа ударно-вибрационных нагрузок. По результатам проведенного анализа были сделаны выводы при каких значениях различных факторов уровень ударно-вибрационных нагрузок минимален. По данным выводам составлен ряд рекомендаций по оптимальным значениям параметров бурения и дизайна компоновки низа бурильной колонны, которые помогут существенно снизить уровень ударно-вибрационных нагрузок на компоновку низа бурильной колонны.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ возможных вредных факторов (например, повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации). В качестве опасных факторов выявлены повышенная температура маслосистемы, пожароопасность, наличие быстровращающихся механизмов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведен подсчет бюджета проекта и оценена его экономическая эффективность.

Список использованных источников:

1. Ишемгужин И.Е., Ямалиев В.У., Ишемгужин Е.И. Диагностирование объектов нефтегазодобычи при случайных колебаниях технологических параметров бурения // Нефтегазовое дело. 2011. Т. 9. № 3. С. 17 – 20.
2. Osnes S.M., Amundsen P.A., Weltzin T., Nyrnes E., Hundstad B.L. and Grindhaug G. MWD Vibration Measurements: A Time for Standarisation. SPE/IADC 119877 presented at SPE/IADC Drilling Conference and Exhibition held in Amsterdam, The Netherlands, 17 – 19 March 2009.
3. Юнин Е.К. К вопросу предотвращения вибраций бурильной колонны // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2009. № 12. С. 6 – 10.
4. Leine R.I., Van Campen D.H. and Keultjes W.J. Stick-slip Whirl Interaction in Drillstring Dynamics, Journal of Sound and Acoustics. 2002. Vol. 124. Pp. 209 – 220.
5. Aadnoy B.S., Cooper I., Miska S.Z., Mitchell R.F. and Payne M.L. Advanced Drilling and Well Technology. United States of America: Society of Petroleum Engineers, 2009.
6. Армянинов Г.Ф., Кулябин Г.А. Влияние резонансных явлений в бурильной колонне на работу долота // Технология бурения скважин в Западной Сибири. Тюмень, 1976.- Вып.54. - С.5-13.
7. Балицкий П.В. Исследование критических и резонансных частот вращения шарошечных долот // Нефтяное хозяйство. 1980.- № 12. - С. 1517.
8. Векерик В.И. ,Мойсишин В.М. Определение динамической составляющей осевой нагрузки на долото по данным колебаний верхней части бурильной колонны // Изв. вузов. Нефть и газ. 1986. -№4. - С.22-26.
9. Габдрахимов М.С., Султанов Б.З. Динамические гасители колебаний бурильного инструмента. — М.:ВНИИОЭНГ.- Обзорная информация. — 1991. 60с.
10. Из опыта исследования вибраций бурильного инструмента в бурящихся скважинах Татарии / Чупров. В.П., Сираев А.Х., Бикчурин Т.Н. и др.

//Автоматизация и телемеханизация нефтяной промышленности, 1978. -№2.-С. 24-25.

11. Имаева Э.Ш. Вибронагруженность глубинного бурового оборудования при случайных колебаниях. — Дис. канд.техн.наук. Уфа, 2003- 128с.

12. Исследования колебаний бурильной колонны методом диагностики/ Ma Fei. Song Shufang // Huanan Ligong daxue xuebao. Ziran Kexue ban = J.S. China Univ. Technol. Natur. Sci., 1996.- 24.- № 12.- p.1-5.

13. Кулябин Г.А., Копылов В.Е. Измерение в скважине крутильных колебаний бурильного инструмента // Изв.вузов. Нефть и газ.- 1970.- №6. -С. 33-36.

14. Лурье Л.И. Крутильные колебания бурильной колонны. Дис. канд.техн.наук. - Пермь, 1976. - 143с.

15. Мирсалимов Р.М., Гасанов Т.А., Атабаев Р.Э., Фатуллаев К.И. Исследование вибраций бурильной колонны и инструмента на забое скважины комплексным устройством // Изв. ВУЗов.- Нефть и газ, 1978,- № 4.- С.72-76.

16. Определение колебаний бурильной колонны на поверхности // Huanan Ligong daxue xuebao. Ziran Kexue ban = J.S. China Univ. Technol. Natur. Sci., 1996.- 24.- № 12.- p.6-10.

17. Отчет № 78003825 // Разработка методики использования виброизмерительной аппаратуры для получения информации о забойных параметрах режима турбинного бурения. Тюмень, 1978. - 112с.

18. Реакция колебаний бурильной колонны при непостоянных нагрузках // Huanan Ligong daxue xuebao. Ziran Kexue ban = J.S. China Univ. Technol. Natur. Sci., 1996.- 24.- № 12,- P.33-36.

19. Санников Р.Х., Мавлютов М.Р. Некоторые вопросы теоретического исследования колебаний бурильного инструмента при работе долота // Труды УНИ.-1969.-Вып.7.

20. Тимофеев Н.С., Ворожбитов М.И., Бергштейн О.Ю. и др. Забойный прибор для записи вибрации низа бурильной колонны // Нефтяное хозяйство.- 1970.-№ 1. — С.11-14.

21. Управление динамикой бурильной колонны: Учебное пособие / Копылов В.Е., Черемных А.Г., Шлык Ю.К. и др. Тюмень: ТГУ, 1985. -119с.
22. Янтурин А.Ш. Расчет наддолотных гасителей продольных колебаний бурильной колонны // Нефтяное хозяйство. 1987. - №12. - С. 2023.
23. Eronini I.E, Sometron W.H., Auslander D.R. A dynamic model for rotary drilling // "Trans. ASME.J. Energy Resour. Techol. ", 1982.- 104,- № 2.-P.108-120.
24. Willcox M.J., Karle A.B. Chaver down-hole shock absorber // Drilling, 1977.- 48.-№9. P.29-31.
25. Yamaliev V. About the deep drilling equipment technical condition recognition method / Yamaliev V., Imaeva E., Salakhov T. // Нефтегазовое дело. 2007. - <http://www.ogbus.ru/eng/authorsA7'amaliev3.pdf>.
26. Докторская диссертация - Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах, (Год: 2005, Автор научной работы: Хегай, Валерий Константинович, Ученая степень: доктор технических наук, Место защиты диссертации: Ухта, Код специальности ВАК: 25.00.15 , Специальность: Технология бурения и освоения скважин , Количество страниц: 339
27. Диссертация КДТН - Методическое и экспериментальное обеспечение диагностирования состояния породоразрушающего инструмента в процессе бурения, 2008, Салахов, Тагир Рамилевич, Ученая степень: кандидат технических наук, Уфа, Код специальности ВАК: 05.02.13, Специальность: Машины, агрегаты и процессы (по отраслям), Количество страниц: 129
28. Патент - Патент 2124125 РФ. Способ регулирования оптимальной осевой нагрузки на долото при бурении скважин / И.Е. Ишемгузин, В.У. Ямалиев, В.В. Пашинский, Е.И. Ишемгузин, М.Н. Козлов, С.В. Назаров, Э.М. Галеев, А.В. Лягов; МПК6 E21B045/00, E21B044. № 97103910/03; заяв. 12.03.1997; опубл. 27.12.1998. Бюл. № 5.
29. Специализированный журнал «Бурение & Нефть» июнь 2017
<http://burneft.ru/archive/issues/2017-06/44>
30. Печатный научно-технический журнал «Нефтегазовое дело» 2015, т. 13, № 4
ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРАЦИИ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА

ТЕРМОКАРСТОВОМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УДК
622.248.9

31. Печатный научно-технический журнал «Нефтегазовое дело» Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2016. №6 АНАЛИЗ КОЛЕБАНИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ПРИМЕНЕНИЯ ДЕМПФИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ.
32. 2. Александров М.М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины. - М.: Недра, 1982.-144с.
33. 3. Ангона Ф.А. Затухание колебаний в колонне буровых труб и его значение для метода бурения с поверхностным вибратором // Тр. американского общества инженеров механиков. - 1965. - Вып.2. - М.: Мир.1. С. 25-30.
34. Юнин Е.К. Низкочастотные колебания бурильного инструмента. -М.: Недра, 1983. 132с.
35. Юнин Е.К., Рубановский В.Н., Хегай В.К. Волновые процессы при наклонно-направленном бурении. -Ухта: Ухтинский гос. тех. ун-т, 2002. -60с.
36. Юнин Е.К., Симонов В.В. Влияние волновых процессов на эффективность разрушения горных пород. М.: ГАНГ им. И.М. Губкина, 1994. -116с. Рус. -Деп. в ВИНТИ 23.12.1994. - №3019894.
37. Юнин Е.К. Управление низкочастотными колебаниями бурильной колонны с целью повышения эффективности процесса бурения: Дис.д-ра техн. наук. М., 1983. - 367с.
38. Юнин Е.К. Устойчивость равномерного вращения бурильной колонны // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Сб. статей, вып.2/ Ин-т проблем нефти и газа РАН и Мин обр. РФ. -М.: 2002. С.296 - 302.
39. 65. Колесников Н.А., Бицута В.К., Федоров В.С. Определение максимальной динамической нагрузки на долото //Изв. вузов. Нефть и газ. 1964. - № 10.-С. 28-32.
40. Забойный прибор для записи вибрации низа бурильной колонны /Тимофеев Н.С., Ворожбитов М.И., Бергштейн О.Ю. и др.// Нефтяное хозяйство. 1970. - №

1. - С. 11 - 14.

41. Экспериментальное исследование вибрации низа бурильной колонны в бурящейся скважине / Н.С. Тимофеев, М.И. Ворожбитов, О.Ю. Берг-штейн и др. Тр. / Всесоюз. н.- и. ин-т. буровой техники. - 1971, вып. 28. -С.75-80.

42. Джардин С., Мэлоун Д., Шеппард М.: «Колебания бурового снаряда» Нефтегазовое обозрение (январь 1994 года).

43.«Теория колебаний с приложениями», четвертое издание, В. Т. Томпсон, ISBN 0412783908.

44. Берджесс Т. М. ПК: «Повышение надежности бурильной колонны, вибрационные модели: Практический опыт и ограничения», документ SPE / IADC 16109, представленный на конференции по бурению 1987 года, Нью-Орлеан, Луизиана, США (15–18 марта).

45. Берджесс Т. М.: «Измерения скважинного ударника, увеличение объемов бурения, эффективность и улучшение надежности MWD», бумага SPE23890 (февраль 18–21, 1991).

46. Дукстра, М. В.: «Повышение эффективности бурения с помощью применения расширенной динамической модели», бумага НПП 67697.

47. Бейли Дж., Гупта В.: «Бурение Вибрации Моделирование и Рид проверки», документ SPE 112650 (март 4–6, 2008).

48. Акиннирани Г. и др.: «Реализация ударов и вибрации смягчения процесса: Достижение реального времени решения и сбережений», документ SPE 107903 (октябрь 22–24, 2007).

49. Shock and Vibration Volume 2016 (2016), Article ID 7418635, 34 pages
<http://dx.doi.org/10.1155/2016/7418635>

Review Article A Review of the Evaluation, Control, and Application Technologies for Drill String Vibrations and Shocks in Oil and Gas Well

50. Research Article - Downhole vibration causing a drill collar failure and solutions Natural Gas Industry B 4 (2017) 73- 80 authors: Zhu Quanta*, Zou Zongmingb, Huang Bingc, Ma Linhua, Xia Jiaxiang

51. Document IDSPE-183037-MS Testing and Characterization of Shock and Vibration Loads to Enhance Drilling Tool Reliability and Efficiency
Authors Dennis Heinisch (Baker Hughes) | Hatem Oueslati (Baker Hughes) | Timothy M. Popp (Baker Hughes) | Bernhard Meyer-Heye (Baker Hughes) | Cord Schepelmann (Baker Hughes) | Hanno Reckmann (Baker Hughes)
52. Heisig, G., Neubert, M. 2000. "Lateral Drillstring Vibrations in Extended-Reach Wells", Paper IADC/SPE 59235 presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, 23–25 February 2000
53. Oueslati, H., Hohl, A., Makkar, N., Schwefe, T., Herbig, C. 2014. The Need for High Frequency Vibration Measurement Along With Dynamics Modeling to Understand the Genesis of PDC Bit Damage. Paper IADC/SPE 167993 presentation at the 2014 IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition held in Fort Worth, Texas, USA, 4–6 March 2014.
54. Reckmann, H., Jogi, P., Kpetehoto, F., Chandrasekaran, S., Macpherson, J. 2010. "MWD Failure Rates due to Drilling Dynamics", Paper IADC/SPE 151389 presented at the IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition, New Orleans, 2–4 February 2010.
55. Специализированный журнал «Бурение & Нефть» май 2015
Анализ влияния вибрации на самопроизвольный отворот элементов раздвижного фрезерного инструмента и раздвижного инструмента для расширения ствола скважины
A. DRONOV, A. SALOMATIN, «BURINTEKH», Ltd
<http://burneft.ru/archive/issues/2015-05/42>
56. Специализированный журнал «Бурение & Нефть» Июнь 2017
Снижение вибрационной нагрузки на породоразрушающий инструмент и элементы КНБК путем применения демпфирующего переводника
BADRETDINOV, G. ISHBAEV, A. BALUTA, A. SHARIPOV, A. DRAGAN, LLC
SPE «BURINTEKH» LLC , V. YAMALIEV, USPTU
<http://burneft.ru/archive/issues/2017-06/44>
57. Специализированный журнал «Бурение & Нефть» Статьи о важном в ТЭКе

КАТАСТРОФИЧЕСКОЕ СНИЖЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ИЗ-ЗА ЭКСЦЕНТРИЧНОГО ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА НА ЗАБОЕ СКВАЖ

Ю. Палащенко, Varel International

http://burneft.ru/docs/archived_docs/articles_tek/10

58. Патент №2106490 - Устройство для регистрации вибрации бурильной колонны в процессе бурения скважины

Авторы патента: Бехтерев И.С. Григорьев Г.В. Соболев Д.М. Галузин М.Н.

59. Крутильно-продольные колебания бурильной колонны с долотом режущего типа

Научная библиотека диссертаций и авторефератов

disserCat <http://www.dissercat.com/content/krutilno-prodolnye-kolebaniya-burilnoi-kolonny-s-dolotom-rezhushchego-tipa#ixzz5EekhRquQ>

2004

Автор научной работы:

Ветюков, Юрий Михайлович

Ученая степень:

кандидат технических наук

Место защиты диссертации:

Санкт-Петербург

Код специальности ВАК:

01.02.06

60. Vandiver J. K., Nicholson J., Shyu R. J. Case Studies of the Banding Vibration and Whirling Motion of Drill Collars // SPE Drilling Engineering. -1990. Vol. 5, № 4. - P. 282-290.

61. Патент 1553662 A1 Способ регистрации вибрации бурильных труб на устье скважины и датчик для его осуществления

62. Drilling formula <http://www.drillingformulas.comshock-and-vibration-in-drilling-vdo/>

63. Гидромеханический демпфер Авторы патента: Султанов Б.З. Сафиуллин Р.Р. Китуев Б.Н.
64. Официальный сайт компании «Генерал Электрик»
<http://geolink.virtbox.ru/vibr.htm>
65. Налоговый кодекс РФ
66. Методические указания по определению величины накладных расходов в строительстве, (МДС 81-33.2004)
67. «HIS Markit» web based journal. Petrodata Offshore Rig Day Rate Trends
<https://ihsmarkit.com/products/oil-gas-drilling-rigs-offshore-day-rates.html>
68. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
69. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий;
70. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки;
71. СанПиН 2.2.4-548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
72. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов;
73. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
74. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
75. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров
76. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.

Приложение I

(справочное)

Analysis of drill string shocks and vibrations

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Муратов О.В		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковале А.В.	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

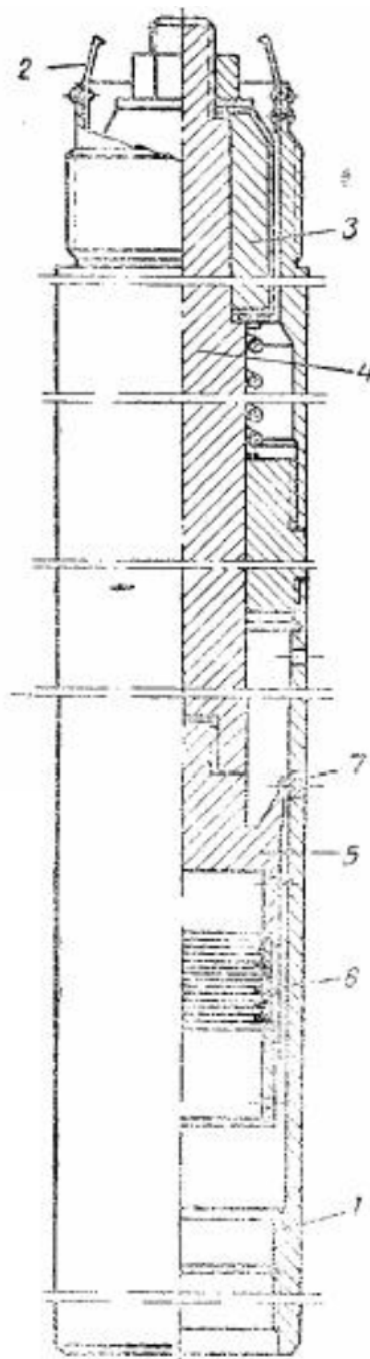
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		

1.1.4 History of equipment for measuring of drill string shocks and vibrations.

One of the first tools for measuring of drill string shocks and vibrations was special device for registration of shocks and vibrations downhole, this tools was patented by N. Timofeev, M. Vorozhbitov and O.Bergshtein in 1970 [40].

This device contents of main body along with recording tool, drum and core cap with special tool to keep the core in the core cap. To improve the tool accuracy the tool is equipped with spring heart, which is strictly linked to the drum and recording tool and also fixed to the main body.

The tool schematic is shown at the picture 1. The tool contents of main body 1, recording tool 2, drum for recording 3 which is linked with core cap by spring heart 4, the core cap has core keeping device 6. The heart is fixed with main body by shear element 7. While drilling the core is getting inside the core cap and pushes to the cap body which makes the cap goes up and share the shear element to be sheared. Further drilling goes with main body going down along with recording tool compare to spring heart and drum. All the shocks and vibrations will be recorded to the drum by the recording tool.



Picture 1. Downhole tool for measuring and recording of shocks and vibrations:

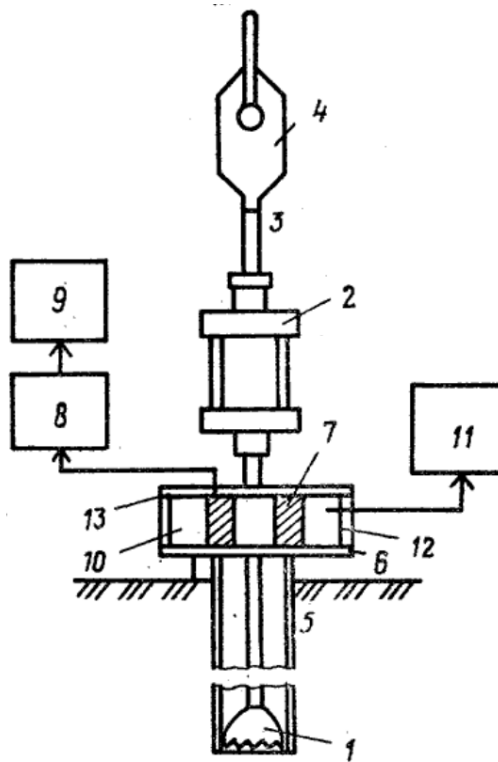
1 – main body; 2 – recording tool; 3 – drum for recording; 4 – spring heart; 5 – core cap; 6 – core keeping tool; 7 – shear element.

Electromagnetic principle is also used for measuring of shocks and vibrations, in this case the registration is done on the surface [61].

Sensor for registration of shocks and vibrations of drill pipes is located on the wellhead, it contains of main body, special element for transmitting the signal from rotating drill pipe to the measuring system. This element contains of inductive drum, which is concentrically located relatively to drill pipes and of power supply which is also made of inactive drum located outside of the special element.

The principle of working is following: drilling bit downhole is driven by drilling rig, drilling bit initiates shocks and vibrations which goes up to the surface via drill string, these shocks and vibrations are measured by magnetic sensor on the surface (the sensor reacts to the moving magnetic domains) the amplitude and the frequency of the drill string (magnetic domain) vibration is equal to drill string vibrations. The signal from the sensor goes to the amplifier and recording equipment. Drill pipes are getting magnetized by inductive drum which makes the magnetic domain more energized which makes the measurements more accurate.

On the negative side: this tool is not noise resistive enough and climate and temperature changes make big difference to the measurements.



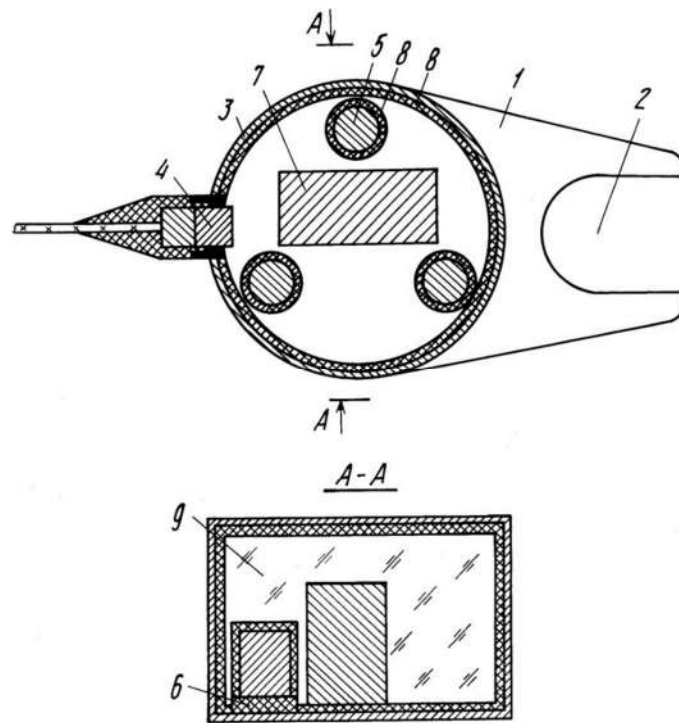
Picture 2. Block scheme of registration device and drilling rig:

1 – drilling bit; 2 – drilling rig; 3 – drill string; 4 – swivel; 5 – casing; 6 – sensor; 7 – primary coil; 8 – amplifier; 9 – recording device; 10 – secondary coil; 11 – power supply; 12 – cylinder shell; 13 – shim.

Piezometric elements are also used to measure shocks and vibrations of drill string while drilling, let's review the principle of working for one of such tools [58].

The tool contains base which is strictly fixed to the swivel, cylindric body, which contains amplifier and at least three vibration sensors. All sensors are located around the wellbore with same angle between them. The sensors are located in parallel with drill string. The sensors are fixed to the body via vibration damping shims.

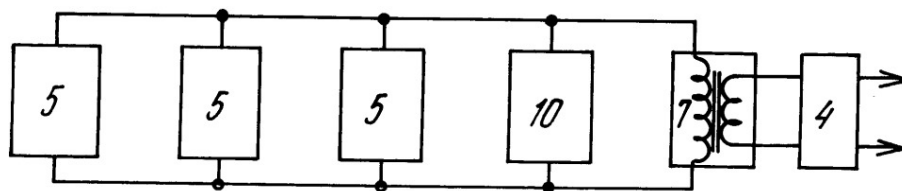
Electrical amplifier is built of transformer. Primary coil of the transformer is connected to the vibration sensors via low frequency filters. Inner surface of the body and vibration sensors are covered by sound-absorbing material. All free volume inside the body is filled with hermetic material. The device is shown on the picture 3.



Picture 3. Schematic of device for registration of vibrations:

1 – base; 2 – slot; 3 – cylindric body; 4 – hermetic output socket; 5 – vibration sensor; 6 – shock-absorbing shims; 7 – transformer; 8 – sound-absorbing material; 9 – hermetic material; 10 – low frequency filter.

There is electrical schematic on the picture 4. The schematic contents of registration device and vibration sensors 5 connected in parallel via low frequency filter 10 which is connected to primary coil of the transformer 7, secondary coil is connected to registration device via hermetic socket and connecting cable.



Picture 4. Electrical schematic a:

4 – hermetic socket; 5 – vibration sensor; 7 – transformer; 10 – low frequency filter.

The device works as follow: The signal which is resulted by interacting bit cutting with rock downhole, travels up by drill pipes to the top of drill string – swivel, the signal is mechanical vibrations. The vibrations initiate low frequency vibrations in the drill string itself, these vibrations are also compressional.

These vibrations reaches the top of the drill string – swivel and registration device. The vibration sensors 5 receive the signal with same amplitude and phase, this signal is converted and summed on the sensors output. The noise initiated by pumps, rig vibration and drill string makes the swivel base 1 swag. As the result signal comes to the input of the sensors, this signal has different amplitude and phase (sometimes it could be even different polarity). When the signal and noise are measured in the same time it helps to improve signal to noise ratio. Then the signal goes to the passive low frequency filter 10, which helps to correct amplitude and phase specifications of the vibration sensors, most of high frequency noise is filtered out here. Then the signal goes to registration device input via the transformer and hermetic socket.

As per review above we can make the conclusion that long time ago either downhole mechanical registration devises of surface magnetic or piezometric sensors were used to register and measure shocks and vibrations downhole. Such type of equipment could not provide required accuracy so currently the main method of measuring shocks and vibrations is downhole electronic tools, which are going to be reviewed in the next topic of the dissertation.

1.1.5 Modern equipment for measuring drill string shocks and vibrations

Shocks and vibrations sensors are included in most of modern telemetry tools, logging while drilling tools and rotary steerable systems.

Principle of working for most of these tools is the same, the only difference is the limits [62].

Accelerometers are used to measure axial and lateral shocks and vibrations. Unit of measurement is G – which is the force equal to acceleration of gravity. There is electronic module of one of MWD tools on the picture 5, measurement directions are also shown on the same picture, accelerometer A3 is pointed in parallel with the axis of the tool and accelerometers A1 and A2 are perpendicular to each other. A1 and A2 are used for measurements of lateral shocks and vibrations. 3 axis accelerometer is used in Ecoscope tool of Schlumberger company [30].

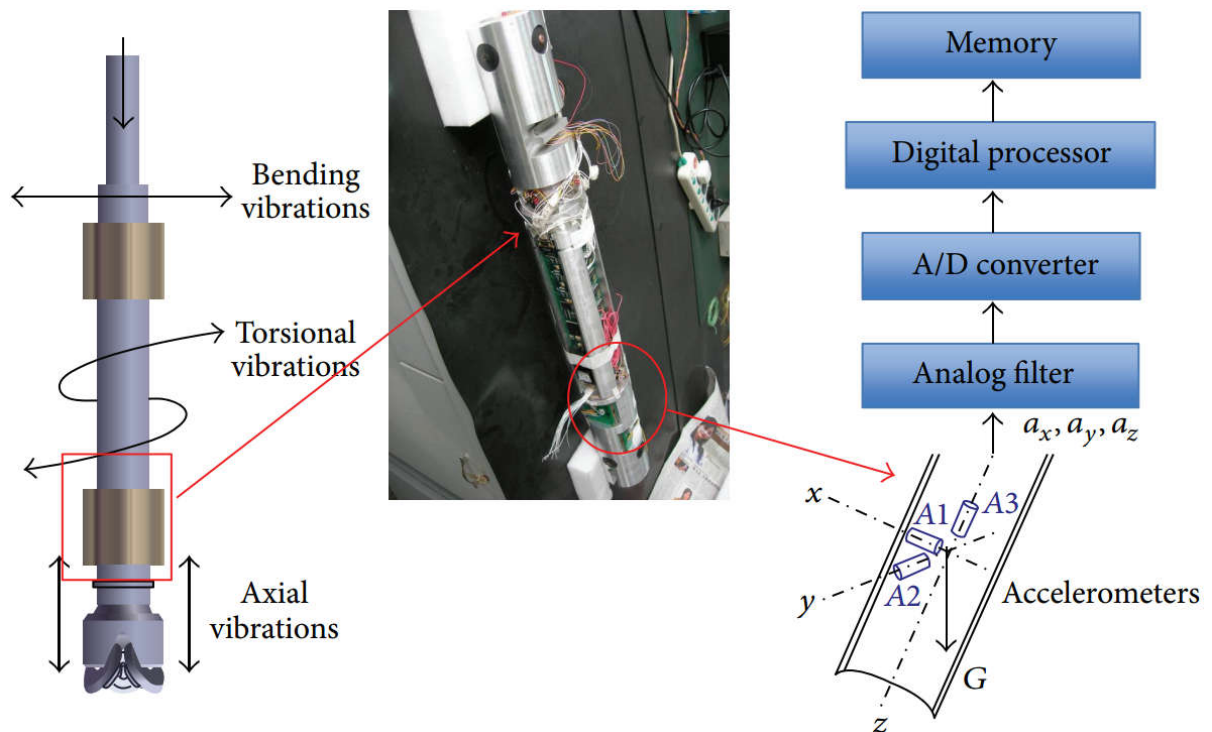


Рисунок 5. Electronic module of the telemetry tool, accelerometers and algorithm of data processing.

Two main factors influence the level of axial and lateral shocks and vibrations: amplitude (measured in G) and frequency of the impact to the bottom hole assembly.

Due to difference in tools construction there are different levels set up, which depends on amplitude of impact (measured in G) and frequency (measured in quantity of impact per second), for example “Geolink” telemetry tool automatically

counts all the impact above 25 G within interval of 16 seconds, then automatically classify the level of the impact:

- Normal Level of shocks and vibrations (код 0) - < 64 impacts /16 seconds

Drilling conditions are suitable for long drilling run with this BHA;

- Warning level (код 1)- from 64 till 400 impacts / 16 seconds

Drilling conditions can be harmful to the BHA, not recommended to for long run;

- Dangerous level (код 2) - > 400 impact / 16 seconds

Drilling conditions are very dangerous for the BHA, need to change the drilling parameters immediately [64].

Some tools measure shocks and vibrations for 2 levels (25 and 50 G) for deeper analysis of shocks and vibrations.

There is also total (accumulated) shocks used in the industry. For every tool statistics was gathered and it was found out what is the recommended accumulated shocks become dangerous for the tool and the probability of tool failure increases. When this limit is reached it is recommended to replace the tool in the BHA. While servicing the tool in the maintenance shop the tool functionality should be checked and all required materials and parts should be replaced. Such precautions help to reduce risk of tool failure downhole.

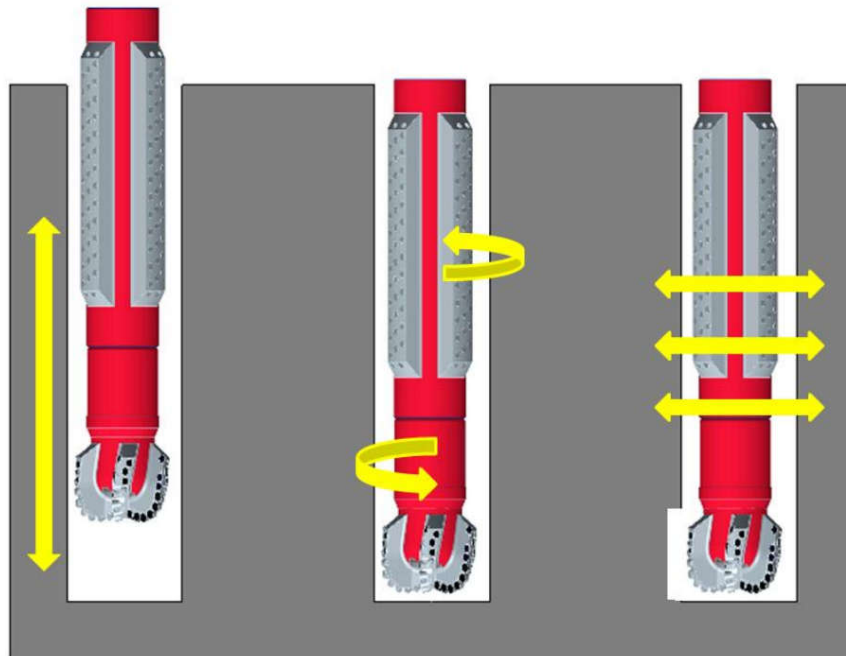
Torsional shocks and vibrations are estimated by changes in collar rotation speed, collar rpm is measured every moment, then difference between maximum and minimum value measured within 40 second [30], this difference is called as stick and slip, it shows how strong torsional vibrations are. Collar rpm is measured by magnetometers which are installed in the tool perpendicular to each other. That is difficult to measure collar rpm inside casing due to magnetic interference to the magnetometers.

So by continuously measuring of difference in collar rpm we can estimate torsional vibrations.

1.2 Types of drill string shocks and vibrations

Currently there are a lot of information about shocks and vibrations available for public. Most of the use same criteria for classifications of drill string shocks and vibrations, according to [56] drill string shocks and vibrations can be as following types:

- Axial;
- Torsional;
- Lateral.



Picture 6. Types of drill string shocks and vibrations:

1 – axial; 2 – torsional; 3 – lateral.

1.2.1 Axial shocks and vibrations

Axial vibrations in drill string often occurs when formation changes while drilling especially when drill bit gets through hard formation stringer. As it was noted earlier the direction of the vibrations is aligned with drill string axis.

Due to vibration cycle additional energy is accumulated which helps to destroy the rock however in the same time it is harmful for BHA. It leads to early bit, downhole motor, telemetry tools and drill pipe failure therefore to reduction in life time of all the drill string.

As usual axial vibrations have 1-10 Hz frequency and its attenuation depends on weight and rigidity of the BHA [2]. So to reduce the amplitude of axial vibrations in BHA it is recommended to include more rigid collars and calibrators.

However increasing in BHA weight without changes in drilling parameters can lead to increase to the power of the impact that's why when vibrations occur it is recommended to increase weight on the bit and reduce collar rpm. Shock observing tools can help to reduce axial vibration much more efficiently than in case of torsional or lateral vibration [56].

.

1.2.2 Torsional vibrations

Torsional vibrations of drill string is rotation of drill string with not constant speed which is initiated by sudden speed changes – acceleration and slowing down. Drill bit slows down then suddenly starts rotation again, this effect leads to high torque and torsional deformation of full drill string. When rotating torque gets higher than the friction between drill string and the wall the bit speeds up - the speed goes up by 2-3 times. This process can take up to several seconds and maximum amplitude of vibrations is on the bottom part of BHA.

Normally the frequency of such vibrations do not exceed 1 Hz [2]. Torsional vibrations could lead to broken bit cutters especially cutters located on the gauge, it

also leads to accumulated failures of the thread connections due to over torque and risk of twist off which leads to drop of BHA downhole.

As it was noted earlier PDC bits are more likely to initiate torsional vibrations. In order to drill faster more aggressive bits are selected but too aggressive bit can lead to disbalance between BHA rigidity and reactive torque from the rock and as a result the drilling mode goes outside the stable drilling zone and torsional vibrations.

The same results could be due to wrong selection of drilling parameters – too high weight on the bit and too low drill string rotation in this case bit cutters dig too deep within 1 rotation time. It's also worthy to mention that torsional vibrations easier occur with higher depth and well inclination and when the bit goes through hard formation stringer.

Torsional vibrations are also attenuated on drill pipes above drill bit and also attenuated due to friction of the drill string with the wall. But main method to reduce torsional vibrations is changing drilling parameters. In order to find the optimal parameters normally weight on bit is reduced and drill string rotation is increased. It also helpful if high speed downhole motor is used, shock observers could also help but. Shock observers make drill string more flexible that's why decrease tangential part of the bit shocks and vibrations. Such equipment is reasonable to be used when the well is deep enough, in this case the bit resource is more important than rate of penetration.

1.2.3 Lateral shocks and vibrations

Lateral vibration is pendulum movement of the BHA in direction perpendicular to the axis of the well. High amplitude lateral vibrations cause around 75% of all downhole failures [30]. Lateral vibrations along with rotation initiate whirl. Whirl is eccentric movement of BHA around one point which is the geometrical center of the BHA. This eccentric movement can occur in both directions (clockwise and anti-clockwise) and the direction can change very often [4]. That causes the well getting

spiral shape. There are 2 types of whirl: drill bit whirl and BHA whirl, bit whirl normally has 5-100 Hz frequency, DHA whirl - 5 – 20 Гц [5]. In order to resolve the whirl following steps are taken: increase weight on bit and decrease drill string rotation, these steps should be done after BHA completely stopped moving.

One element whirl often converts to another element whirl, this process can happen along with high frequency torsional vibration.

In some cases a whirl doesn't have clearly defined direction in this case we face chaotic whirl and the direction is changing randomly.

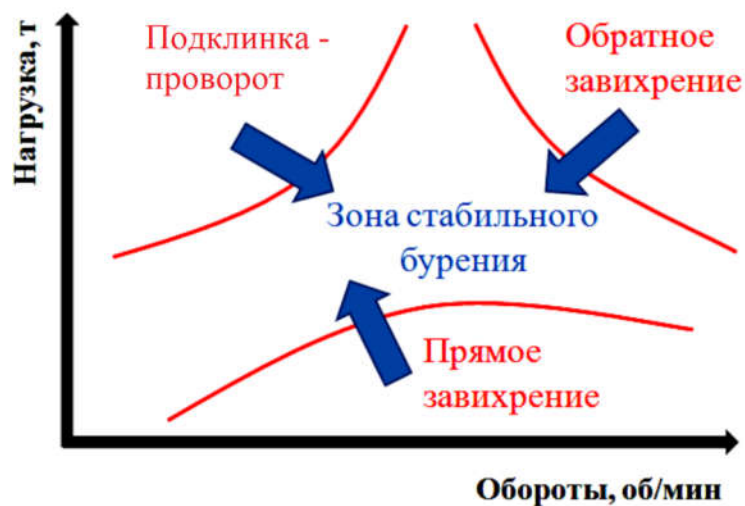
Drill bit whirl can occur when it gets through soft unconsolidated fractured formations or while hole opening procedure. Whirl can also occur due to too high bent downhole motor. In this case bit cutters are subject for lot of impacts due to when each bit blade touches the rock it becomes a temporarily center of rotation and as a result we have the polygonal shape well (picture 7). Quantity of the polygon is once higher than quantity of the bit blades.



Picture 7. Polygon shape well due to bit whirl.

This type of shocks and vibrations can be solved by reducing drill string rotation speed and increasing weight on the bit. These actions should be done after BHA completely stooped. To obtain maximum BHA stability while drilling bit type should be properly selected during preparation stage. In order to have lower possibility for whirl balanced bit type (with low lateral cutting force) should be selected. While drilling with such drill bits there is no aggressive interaction between the well wall and the gauge of the bit due to not aggressive part of the bit blade – gauge is in contact. That's why the possibility of whirl is reduced. Shocks observers which are installed above the bit can also help with to prevent whirl occurrence, these observers also increase BHA rigidity. Friction with the wall, bad grease of the drilling mud, low BHA rigidity can lead to eccentric rotation of the BHA and whirl occurrence.

Whirl acting for long time can lead to downhole motor and other downhole equipment failure. The actions to be taken in order to resolve whirl are depends on the whirl direction. There is schematic of stable drilling shown on the picture 8



Picture 8. Stable drilling schematic.

It should be mentioned that in order to switch from one drilling mode to another one it is necessary to completely stop BHA motion and pick BHA off bottom. Otherwise the mode can quickly switch to random mode.